

Министерство образования и науки

Пермский национальный исследовательский политехнический университет

Кафедра нефтегазовые технологии

ОСНОВЫ НЕФТЕГАЗОПРОМЫСЛОВОГО ДЕЛА

УЧЕБНОЕ ПОСОБИЕ

Пермь 2013

Авторы: В.Д.Гребнев, Д.А. Мартюшев, Г.П. Хижняк
УДК 622.323 / 324 (075/8)

Основы нефтегазопромыслового дела. Учебное пособие.

Авторы В. Д. Гребнев, Д. А. Мартюшев Г. П. Хижняк: Перм. нац. иссл.
полит. ун-т. Пермь, 2013. 185с.

Учебное пособие «Основы нефтегазопромыслового дела» разработано в соответствии с требованиями ГОС высшего профессионального образования к обязательному минимуму содержания основных образовательных программ по направлению подготовки дипломированного специалиста (инженера) 130500 - «Нефтегазовое дело» по специальности 130503.65 - «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений». Предназначено для студентов очной и заочной формы обучения по указанной выше специальности, а также по направлению 553600 «Нефтегазовое дело» (бакалавриат).

Пермский национальный
исследовательский политехнический
университет, 2013

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введе не.....	4
Глава 1. Краткие сведения о добыче, ресурсах, запасах нефти и газа, гипотезы происхождения углеводородов.....	6
Глава 2. Основы нефтегазопромысловой геологии.....	19
Глава 3. Состав, свойства нефти, газа и пластовой воды.....	30
Глава 4. Поиск и разведка залежей нефти и газа.....	40
Глава 5. Строительство нефтяных и газовых скважин.....	58
Глава 6. Процессы, происходящие при эксплуатации нефтяных и газовых залежей.....	70
Глава 7. Способы эксплуатации нефтяных и газовых скважин.....	74
Глава 8. Методы увеличения производительности нефтяных и газовых скважин, приемистости нагнетательных скважин.....	105
Глава 9. Исследование скважин и пластов.....	114
Глава 10. Поддержание пластового давления.....	123
Глава 11. Сбор, подготовка нефти и газа на нефтяных промыслах.	
Глава 12. Ремонт скважин.....	159
Библиографический список	184

Введение

Рекомендуемое учебное пособие ориентировано как на студентов вузов, техникумов и колледжей нефтегазового профиля, изучающих «Основы нефтегазопромыслового дела», так и на работников нефтегазодобывающих предприятий. В мире накоплен огромный опыт разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений. При изучении основ нефтегазового дела необходимо ознакомиться с основными задачами и методиками их решения, которые выполняются на всех этапах нефтегазового производства. Сюда входят поиск, разведка и разработка нефтяных и газовых объектов, сбор, хранение и транспортировка углеводородов, закачка пресной и пластовой воды в нефтяные пласты, обслуживание, текущий и капитальный ремонт скважин. При изучении дисциплины «Основы нефтегазопромыслового дела» рассматриваются основные положения общей геологии, геологии нефти и газа, геофизики, строительства скважин, проектирования, разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений. При изучении данной дисциплины студенты 2-го курса очной формы обучения впервые знакомятся с будущей профессией во время ознакомительной практики на нефтегазопромысловых объектах и оттого, как будет изложен данный курс, будет зависеть их представление о работе инженера – нефтяника.

Нефтегазодобывающее предприятие – это сложный комплекс промышленного оборудования, предназначенного для добычи нефти и газа и их подготовки до определенных товарных требований. Для реализации намечаемых программ по увеличению добычи углеводородного сырья потребуются дополнительные кадры, как инженерно-технические кадры, так и квалифицированные рабочие.

Оператор по добыче нефти и газа, обслуживающий сложный комплекс, должен иметь высокую профессиональную подготовку. Данное пособие позволит получить теоретические основы по вопросам разведки нефтяных и газовых месторождений, строительства скважин, их эксплуатации.

Отдельным блоком рассмотрено нефтегазопромысловое оборудование, промысловые исследовательские работы, ремонт скважин. Даны рекомендации по внедрению рациональных систем разработки нефтяных и газовых месторождений, по способам увеличения производительности скважин. В пособии помещен достаточный справочный материал, рисунки, таблицы.

Глава 1. Краткие сведения о добыче, ресурсах, запасах нефти и газа, гипотезы происхождения углеводородов.

1.1. Роль нефти и газа в жизни человека и общества.

Нефть и газ человечеству известны очень давно. За шесть тысяч лет до нашей эры люди использовали нефть для освещения и отопления. Войска Александра Македонского на берегах Каспийского моря обнаружили использование нефти в качестве горючей жидкости для светильников. В Китае за 220 лет до новой эры с помощью бамбуковых труб бурили скважины для добычи соли и получили горючую жидкость – «нафту». «Нафта» - от греческого слова просачивающаяся, вытекающая, постепенно трансформировалась в слово «нефть». Кроме освещения и отопления нефть в древние времена широко использовалась как лекарственное средство. Позднее нефть стали применять в военных целях. Войска Чингисхана в XI-XII в. овладели крепостью Бухара. Они забросали ее горшками с нефтью, выпуская горящие стрелы, что привело к многочисленным пожарам. Русские купцы торговали бакинской нефтью еще в XVI веке. В 1721 году в Берг-Коллегию поступило заявление «рудознатца» Григория Черепанова об обнаружении нефтяного ключа на реке Ухте в Пустозерском уезде. По распоряжению Петра I образцы ухтинской нефти были направлены для анализа в Голландию и Францию, однако после смерти Петра I интерес к этому делу пропал. В 1840 году бакинская нефть была отправлена в Петербургскую академию наук, ответ из Петербурга был «поучительным»: «Это вонючее вещество пригодно только для смазки колес и телег»[31]. В Румынии нефтяные колодцы появились в 1640 году. Первым, из углеводородов, нашедшим широкое применение у людей, считается асфальт. Он использовался как связующее вещество вместо цемента при строительстве. Старые участки Великой китайской стены сооружены на

природном битуме. В России первый асфальтовый завод был построен в Одессе. В мировой практике впервые был построен нефтеперегонный завод в 1745 году российским предпринимателем Ф.С. Прядуновым. Крепостные крестьяне братья Дубинины в 1825 году в г. Моздоке построили нефтеперегонный завод. В районе Баку горный инженер Н.И. Воскобойников в 1837 году построил нефтеперегонный завод. В середине XIX века американцы начали из нефти получать осветительное масло (керосин), данный продукт нашел широкое применение в Европе и в России. Становление нефтяной промышленности в США подробно описано в книге Ф. Меркса «Черная кровь» [21]. При разгонке нефти долгое время не находили применения жидкая фракция (бензин) и густая грязно-черная жидкость, названная мазутом, от арабского – отброс. Значительный вклад в развитие нефтяной промышленности в России принадлежит братьям Нобель.

Природный газ, как и нефть, стал известен человеку далеко до нашей эры. За 200 лет до новой эры в Китае были пробиты бамбуковые скважины для добычи газа. Сначала для освещения, а затем и для отопления газ нашел широкое применение в передовых европейских странах. В 1914 году в Петербурге было газифицировано 3000 квартир. Сегодня трудно представить функционирование промышленности, сельского хозяйства, бытовые условия населения без использования природного и попутного газа.

Топливо-энергетический комплекс (ТЭК) играет особую роль в жизнедеятельности любого государства, без его продукции невозможно функционирование экономики. Первобытному человеку достаточно было 300 граммов условного топлива в день, сегодня в развитых странах на одного человека в год тратится до 13 тонн условного топлива, причем каждые 10 лет потребление его удваивается. Несмотря на возрастающие затраты при поиске, добыче и переработке нефти и газа, их потребление постоянно возрастает. В текущем году суммарная мировая добыча нефти достигла объема 3,9 млрд. тонн, а газа более 3-х трлн. кубических метров. В структуре потребления доминирующее положение сохраняется за топливо-

энергетическими ресурсами органического происхождения – более 90 %. Остальное – энергия АЭС, ГЭС и возобновляемых источников.

К сожалению, углеводородное сырье в основном обеспечивает нужды топливно-энергетического комплекса и очень мало используется в химической промышленности. Уместно вспомнить слова Д.И. Менделеева: «Сжигать нефть – это все равно, что растапливать печь ассигнациями». Наш современник, американский ученый Р.Лэпп, написал: «Я считаю варварством сжигание уникального наследия Земли – углеводов – в форме нефти и газа». Разумнее сегодня резко увеличивать добычу угля, но этот процесс более затратный и трудоемкий, менее экологичный. Человечество не научилось использовать огромные запасы солнечной энергии. Небольшие местные солнечные электростанции работают в Японии и практически не оказывают влияния на общий объем вырабатываемой электроэнергии. В США и Дании внедрены ветряные электростанции. В Дании при помощи ветра производится около 10 % необходимого стране электричества. При освоении техники и технологии сверхглубокого бурения появится возможность использования высокой температуры глубинных пород и горячей воды. Наиболее реальным конкурентом в перспективе в выработке электроэнергии является энергия атомного ядра. Во Франции более 60% потребляемой энергии производится атомными электростанциями. Аварии на Чернобыльской АЭС, в Японии показали всему миру, что технология выработки электроэнергии с помощью расщепления ядра очень опасна и требует совершенства. С удорожанием добычи нефти и газа и соответственно повышением цены на нефтепродукты, с учетом того, что углеводородное сырье не воспроизводится, многие страны вырабатывают топливо из возобновляемых растительных продуктов. На наш взгляд, это наиболее перспективное направление на данном этапе нашего развития.

Нефтегазовый комплекс Российской Федерации дает наиболее существенный вклад во внутренний валовой продукт, от него идет большая

часть бюджетных поступлений. Несмотря на снижение добычи нефти (1988 г. в СССР добыли 624 млн.т.), Россия продолжает находиться в числе лидеров по добыче нефти и газа 2010 г. – 505,1; 2011 – 509; 2012 - 511 млн. т. (прогноз) [29]. Эксплуатационный фонд нефтяных скважин составляет 158755 [23]. Пока не будет найден новый безопасный вид энергии при интенсивном развитии мировой экономики, потребление газа, нефти и нефтепродуктов будет расти.

Большая доля бюджета России формируется за счет экспорта нефти и газа. Экспорт нефти всех российских компаний составил: 2004 году - 175,7 млн.т., 2007 – 197,3 млн. т., 2009 год – 185,6 млн.т., 2010 год – 220,7 млн.т., 2011 год – 210,9 млн.т.

В 2010 году в России добыто 650 млрд. м³ природного газа, в том числе на экспорт – 182 млрд.м³. В 2011 году добыча газа составила 670,5 млрд. м³, экспортные поставки – 198,2 5 млрд. м³.

Строится нефтепровод из Восточной Сибири в Китай, Японию, газопроводы Северный и Южный потоки. Российские нефтяники и газовики будут выходить с разведкой, бурением и добычей углеводородов на шельфы морей, в сложные условия Восточной Сибири и Северного Ледовитого Океана. Строительство скважин на шельфе и наибольших глубинах водных акваторий потребует разработки новых технологий, крупных денежных инвестиций. Фонд эксплуатационных скважин будет постоянно увеличиваться. Нефтегазодобывающим компаниям, научно-исследовательским институтам, учебным университетам предстоит работать над проблемой увеличения коэффициента нефтеизвлечения.

1.2. Происхождение нефти и газа

О происхождении нефти и газа много опубликовано работ, выдвинуты различные гипотезы. В 1866 году французский химик М. Бертло высказал предположение, что нефть образовалась в недрах Земли из минеральных веществ. Он провел достаточно много опытов по искусственному

синтезированию углеводородов из неорганических веществ. В основном ученые придерживаются двух теорий: органической и неорганической. Более четкое знание, в каких условиях образовались нефть и газ, имеет огромное практическое значение для поиска и разведки нефтяных и газовых залежей. К российским ученым, придерживающимся неорганической теории относятся Д.И. Менделеев, Н.А. Соколов, позже эти идеи развивали Н.А. Кудрявцев, В.Б. Порфирьев, П.Н. Кропоткин. 15 октября 1876 года на заседании Русского химического общества выступил с докладом Д.И. Менделеев. Он сообщил, что во время горообразовательных процессов по трещинам – разломам, рассекающим земную кору, вглубь поступает вода, где встречается с карбидами железа, под воздействием температуры и давления вступает с ними в реакцию, в результате которой образуются оксиды железа и углеводороды, например, этан. Затем углеводороды по разломам (трещинам) поднимаются в верхние слои земной коры и задерживаются в ловушках. Кроме карбидной теории Д.И. Менделеева были и другие сторонники неорганики. Н.А. Соколов в 1889 году выдвинул гипотезу космического происхождения нефти и газа. По данной теории по мере остывания Земли углеводороды поглощались расплавленной магмой. Постепенно формировалась земная кора и углеводороды проникали в осадочные толщи, где конденсировались, при определенных условиях формировались нефтяные или газовые залежи.

В 50 - ые годы прошлого столетия известный ленинградский геолог-нефтяник Н.А. Кудрявцев собрал и обобщил огромный геологический материал по нефтяным и газовым месторождениям мира и создал свою магматическую гипотезу происхождения нефти. Он рекомендовал искать нефть и газ на больших глубинах, чем достигнуты на сегодня. Многочисленные теоретические и практические работы отечественных и зарубежных ученых подтверждают, что неорганическая теория происхождения нефти имеет право на существование.

Очень многие ученые, сторонники другой – органической теории происхождения нефти. Еще в 1757 году М.В. Ломоносов впервые высказался о том, что образование нефти и газа происходит из органических остатков, накопившихся в осадочных толщах. Академик В.И. Вернадский, основоположник современной геохимии нефти, писал: «Организмы, несомненно, являются исходным веществом нефти». Он же считал, что углерод и его соединения, которые участвуют в строении нефти, газа, каменного угля и других пород, являются частью глобальной геохимической системы кругооборота в земной коре. Наиболее ярким сторонником биогенной теории является академик И.М. Губкин. В своей книге «Учение о нефти» он впервые обстоятельно и полно подвел научный итог истории нефтяного и газового дела. И.М. Губкиным детально рассмотрен процесс формирования нефтяных месторождений [13].

1.3. Объемы добычи, ресурсы, запасы нефти и газа в Мире и в Российской Федерации

В зависимости от запасов нефтяные и газовые месторождения различают следующих размеров (А.А. Бакиров) (табл. 1.1):

Таблица 1.1

Классификация месторождений по запасам

	Нефть, млн.т.	Газ, млрд. м ³
Мелкие	До 10	До 10
Средние	10-30	10-30
Крупные	30-300	30-300
Гиганты	300-1000	300-1000
Уникальные	Свыше 1000	Свыше 1000

Начальные доказанные запасы наиболее крупных нефтяных и газовых месторождений России, США, Саудовской Аравии и других стран мира приведены в таблицах 1.2, 1.3, 1.4, 1.5, мировое производство энергоресурсов, объемы потребления мировых энергоресурсов - в таблицах

1.6, 1.7, среднегодовые темпы прироста ВВП и темпы потребления первичных энергоресурсов в промышленно-развитых, развивающихся странах и в Российской Федерации в таблице 1.8) [29].

Таблица 1.2

Уникальные нефтяные месторождения за рубежом

Страна	Месторождение, год открытия	Начальные доказанные запасы млрд. т.
Саудовская Аравия	Гавар, 1948	10,14
	Сафания, 1951	2,91
Кувейт	Большой Бурган, 1978	9,13
	Бурган	2,24
Венесуэла	Боливар, 1917	4,30
	Лагунильяс, 1926	1,50
Ирак	Киркук, 1957	2,12
	Румейла, 1953	1,85
Иран	Гечсаран, 1928	4,56
	Марун, 1964	1,47
Алжир	Хасси-Месауд, 1956	1,42
США	Прадхо-Бей	1,40
Ливия	Серир	1,10

Таблица 1.3

Уникальные нефтяные месторождения России

Предполагаемые начальные запасы млрд. т	Месторождение	Остаточные запасы млрд. т.	Добыча тыс. т./сут
3,2	Самотлорское	1,0	120
2,7	Ромашкинское	0,4	37
2,0	Лянторское	0,38	26

2,0	Приобское	1,7	64
1,8	Федоровское		34,2
1,5	Уренгойское газоконденсатное		27,0

Таблица 1.4

Уникальные газовые месторождения за рубежом

Страна	Месторождение	Начальные доказанные запасы, млрд. м ³
США	Панхендл	2000
Алжир	Хасси Р Мейль	1500 – 2300
Иран	Пазанун	1400
Нидерланды	Слохтерен	1800

Таблица 1.5

Уникальные газовые месторождения России

Страна	Месторождение	Начальные доказанные запасы, млрд. м ³
Россия	Штокманское	3700
Россия	Ямбургское	3640
Россия	Уренгойское	2200
Россия	Оренбургское	1800
Россия	Медвежье	1548

Таблица 1.6

Мировое производство энергоресурсов

Энерго – ресурсы	1980		2000		2020	
	млн.тн усл.топ	%	млн.тн усл.топ	%	млн.тн усл.топ	%
Уголь	2737	27,1	5700	31,3	9200	30,9
Нефть	4693	46,5	4700	25,6	4300	14,4
Газ природный	1843	18,3	4000	21,9	4000	13,4
Ядерная энергия	211	2,1	2200	12,1	6800	22,8

Гидроэнергия	602	6.0	750	4,7	1600	5,4
Другие виды энергоресурсов	—	—	700	4,2	3900	13,1
Общее производство энергоресурсов	10086	100	18100	100	29800	100

Таблица 1.7

Объем потребления первичных энергоресурсов (ПЭР)

Название ПЭР	Объем потребления ПЭР, млн. тонн условного топлива (т.у.т.) / %				
	1990	2000	2010	2020	2030
Промышленно развитые страны					
Нефть	2950/43,4	3340/42,5	3650/42,0	3880/41,5	3900/40
Газ	1355/19,9	1804/23,0	2065/23,7	2370/25,3	2645/27
Уголь	1335/19,6	1345/17,1	1450/16,7	1480/15,9	1510/15
Атомная энергия	589/8,7	746/9,5	750/8,6	780/8,3	775/7,9
Гидроэнергия	572/8,4	623/7,9	780/9,0	845/9,0	925/9,5
Соединенные Штаты Америки					
Нефть	1215/40	1360/39,3	1540/40,0	1620/39,6	1620/38
Газ	707/23,2	813/23,5	826/21,5	900/22,1	900/21,6
Уголь	680/22,4	800/23,1	940/24,5	985/24,0	1030/24
Атомная энергия	219/7,2	277/8,0	275/7,2	295/7,2	295/7,1
Гидроэнергия	220/7,2	213/6,1	260/6,8	290/7,1	325/7,8
Развивающиеся страны					
Нефть	1144/39,0	1730/40,5	2345/37,6	2880/34,9	3375/32
Газ	328/11,2	744/17,4	1170/18,7	1780/21,5	2480/24
Уголь	1155/39,3	1330/31,3	1895/30,4	2490/30,1	3055/29
Атомная энергия	40/1,3	70/1,6	122/2,0	220/2,7	240/2,3
Гидроэнергия	270/9,2	393/9,2	705/11,3	895/10,8	1140/11
Китайская народная Республика					
Нефть	165/17,0	340/27,4	507/28,0	650/25,1	790/22,7
Газ	18/1,9	40/3,2	110/6,1	185/7,2	260/7,6
Уголь	741/76,3	763/61,6	945/52,2	1435/55,5	2010/57
Атомная энергия	—	6/0,5	28/1,5	60/2,3	140/4,0
Гидроэнергия	47/4,8	90/7,3	220/12,2	255/9,9	275/7,9
Россия					

Нефть	370/29,1	230/24,8	270/25,5	275/23,6	285/21,6
Газ	540/42,6	450/48,7	490/46,9	540/46,2	595/45,1
Уголь	260/20,7	145/16,0	165/15,9	200/16,9	240/18,2
Атомная энергия	40/3,1	40/4,4	60/5,9	85/7,3	120/9,5
Гидроэнергия	55/4,5	55/6,1	60/5,8	70/6,0	80/6,0
Промышленно развитые страны, в том числе США	6801	7858	8695	9335	9755
	3041	3463	3841	4090	4170
Развивающиеся страны, в том числе КНР	2937	4267	6237	8265	10290
	971	1239	1810	2585	3475
Страны СНГ и Восточной Европы, в том числе Россия	2583	1825	2038	2475	2845
	1392	1023	1174	1440	1575
Мир в целом	12321	13950	16970	20095	22890

Таблица 1.8

Среднегодовые темпы прироста ВВП / темпы потребления ПЭР

	Среднегодовые темпы прироста ВВП / темпы потребления ПЭР в %			
	1991- 2000	2001-2010	2011- 2020	2021-2030
Промышленно развитые страны, в том числе США	2,4/1,2	2,4/0,7	2,3/0,6	2,1/0,4
	2,9/1,2	2,9/1,0	2,8/0,6	2,7/0,2
Развивающиеся страны, в том числе КНР	5,2/3,5	5,3/3,5	4,9/2,6	4,1/2,0
	9,7/3,5	7,0/3,5	5,2/3,5	4,5/2,8
Страны СНГ и Восточной Европы, в том числе Россия	-1,3/-3,1	5,7/1,0	4,5/1,8	4,1/1,3
	-2,3/-2,7	4,8/1,2	3,8/1,8	3,2/0,9
Мир в целом	2,9/1,2	3,8/1,8	3,4/1,6	3,2/1,2

Т.У.Т.– тонна условного топлива – теплота сгорания одного кг твердого условного топлива или одного кубического метра газообразного 29,3 МДж (7000 ккал).

1.4. История добычи нефти и газа в СССР, Российской Федерации, в Пермском крае

Россия в 1860 году добыла всего 4 тысячи тонн нефти, через четыре года удвоила добычу. В 1879 году Александр 11 подписал «Высочайше утвержденный Устав Товарищества нефтяного производства братьев Нобель». Собравшись в Баку, братья пришли к выводу, что в данный момент главным должно стать не наращивание добычи нефти, а подготовка необходимой инфраструктуры. В 1900 году добыча нефти в России достигла 10,4 млн. тонн, а в 1901 году Россия вышла на первое место в мире добыв 12 млн. тонн. Перед революцией 1917 года добыча нефти снизилась до 8,8 млн.т.

Гражданская и первая мировая войны нанесли огромный ущерб нефтяной отрасли, добыча нефти в 1920 году составляла 3,9 млн.т. Только к 1928 году Россия достигла уровня добычи нефти 1901 года. В 1932 году Россия занимала 2-ое место в мире по добыче нефти после США, добыв 22,3 млн.т., что составляло 19,5 % мировой добычи нефти. В предвоенный 1940 год в СССР было добыто нефти 31,1 млн.т., из которых 71% в Азербайджане.

После второй Мировой войны добыча нефти сократилась до 19 млн.т. Новые районы – Пермская область, Башкирия, Татария, Куйбышевская, Оренбургская области не могли компенсировать потери в Азербайджане. В ряде учебников пишется, что второе Баку началось с Башкирских нефтяных месторождений. На самом деле первую нефть между Волгой и Уралом добыли в Верхнечусовских Городках (Пермская область). Запасы нефти в Верхнечусовских городках оказались незначительными, общая добыча составила всего 280 тыс. тонн. В 1936 году началась добыча нефти на Краснокамском, а затем на Северокамском нефтяных месторождениях. В

г. Краснокамске был построен нефтеперерабатывающий завод, который всю продукцию отправлял на фронт. За годы войны краснокамские нефтяники добыли 904 тыс. т. нефти. Второе Баку расширилось, были открыты крупные нефтяные месторождения в Башкирии (Туймазинское), Татарии (Ромашкинское), Куйбышевской области (Мухановское), в Пермской области (Ярино-Каменноложское).

В 1950 году добыча нефти достигла довоенного времени и начала резко увеличиваться. 1956 г. – 83,8 млн.т. К 1960 году открываются нефтяные и газовые месторождения в Западной Сибири: Шаимское, Мегионское, Усть-Балыкское, Сургутское, Саматлорское, Варьеганское, Лянторское, Холмогорское и др. Добыча нефти в 1960 году составила 148 млн.т. в связи с началом эксплуатации перечисленных месторождений.

К 1970 году добыча нефти удваивается, добыто 353 млн.т. В 1988 году СССР второй раз выходит на первое место в мире по добыче нефти, добыв 624 млн.т. В это время Западная Сибирь вышла на суточную добычу нефти в объеме одного миллиона тонн. Затем добыча нефти начала снижаться и в 1998 году Российская Федерация добыла 310 млн.т нефти. Затем добыча начала приращиваться в среднем по 20 млн.т. в год: 2000 г.- 323,2; 2001 г. – 348,0; 2002 г. – 379,6; 2003 г. – 421,3; 2004 г. – 458,8; 2005 г. – 469,9; 2006 г. – 480,5; 2007 г. – 491,3; 2008 г. – 488,5; 2009 г. – 494,2, 2010 г. – 505,13; 2011 г. – 509,0, 2012 г. – 511,0 (прогноз).

Прогноз добычи до 2030 года учеными дается в четырех вариантах (оптимистический, благоприятный, умеренный, инерционный) [29], варианты приведены на рис.1.1. Планируется снижение добычи нефти после 20 – ых годов.

Пермский край обладает значительным потенциалом, что является определяющим фактором добывающей промышленности. 32 % объемов производства предприятий Пермского края сосредоточены в топливно-энергетическом комплексе (ТЭК).

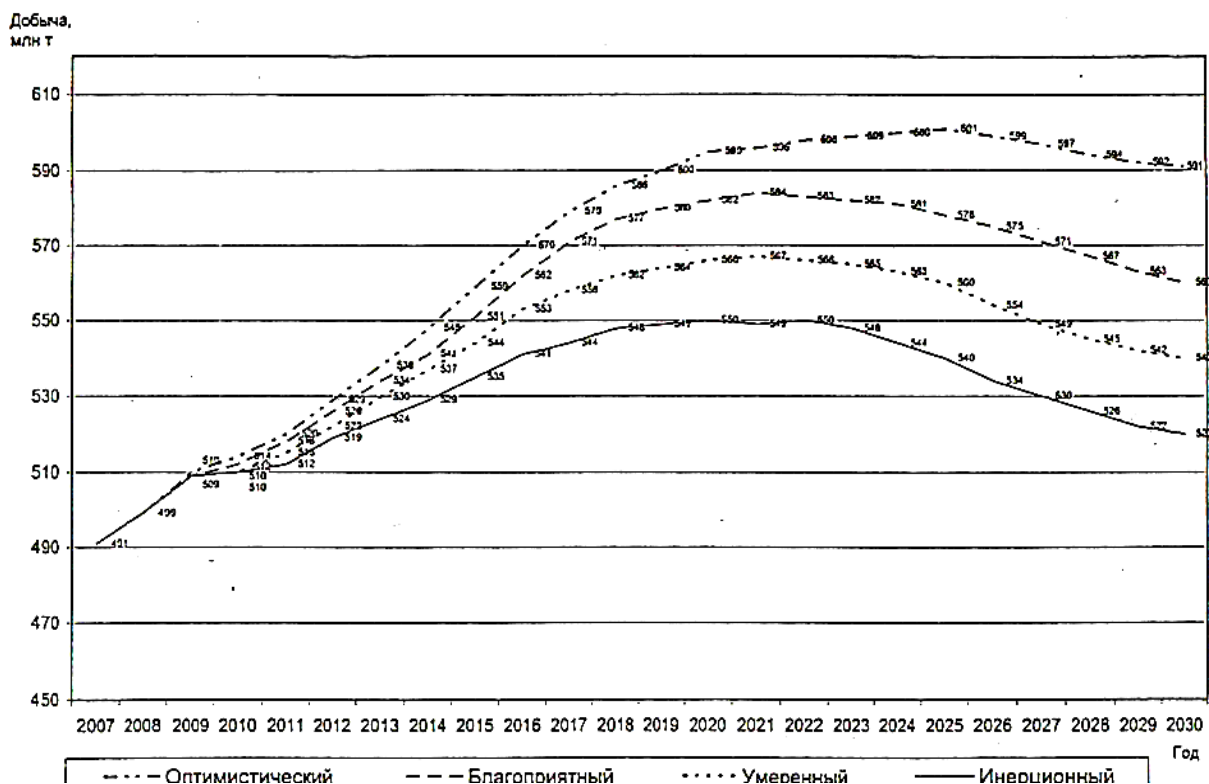


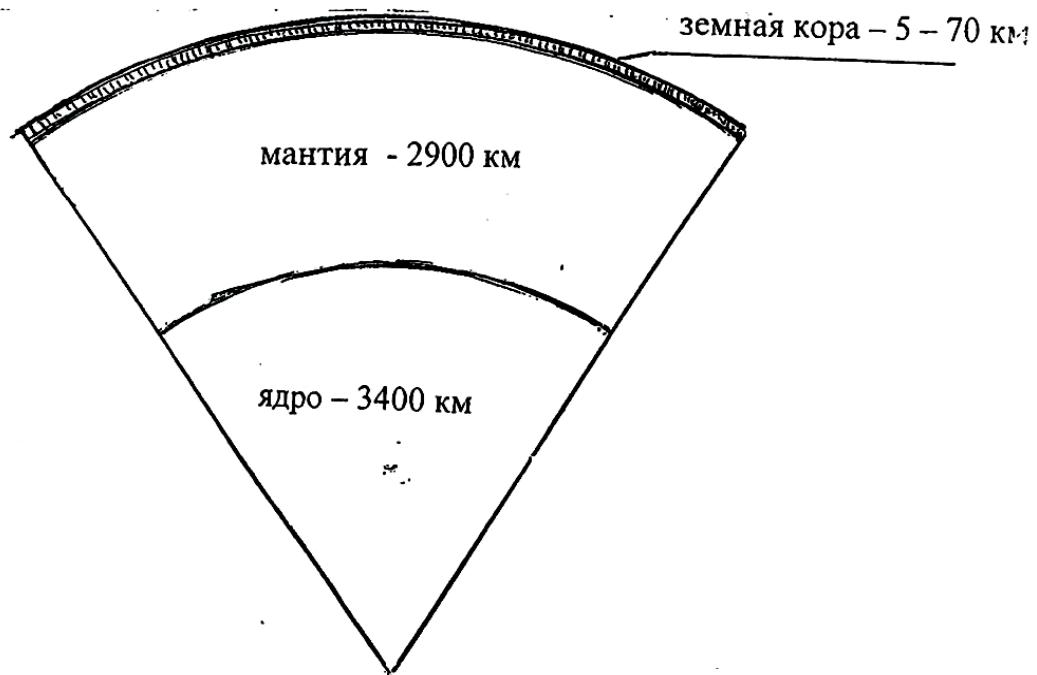
Рис. 1.1. Прогноз добычи нефти в России до 2030 года

Максимальная добыча нефти в Пермской области была достигнута в 1977 году в объеме 24 млн. т. Затем добыча нефти снизилась до 8 млн.т. В 2009 г. ООО «ЛУКОЙЛ-Пермь» добыто 11236,1 млн.т нефти, 400 млн.м3 свободного газа и 615 млн.м3 попутного (нефтяного) газа, 2010 год – 11789,8 млн.т. В последующие годы ООО «ЛУКОЙЛ– ПЕРМЬ» планирует наращивать добычу нефти: 2011- 12952, 2012 – 13487, (прогноз) 2015 – 15227, 2016 – 15714, 2017 год – 16084 тыс. т [11].

Глава 2. Основы нефтегазопромысловой геологии

2.1. Понятие о геологии

Геология – это наука, изучающая состав, строение и закономерности развития Земли в целом. Земля представляет собой тело, форма которого близка к трехосному эллипсоиду, сплюснутому у полюсов и по экватору.



Экваториальный радиус Земли – 6378,245 км

Полярный радиус Земли – 6356,863 км

Рис.2.1. Сегмент Земли

В данном пособии рассматривается только раздел нефтегазопромысловой геологии, в котором детально изучаются залежи и месторождения нефти и газа в начальном состоянии и в процессе их разработки. Земная кора (наружная твердая оболочка) имеет толщину от 5 до 70 км. Под дном океанов наименьшую, в горной местности наибольшую. Несмотря на гипотезы, предложенные некоторыми учеными, согласно которым углеводородные соединения могут находиться не только в земной коре, но и в более глубоких толщах земли, основной объем нефти и газа пока

добываются из скважин глубиной не более 5-7 км. Кольская скважина, достигшая рекордной глубины 12262 метра, не дала каких-либо новых сведений о нефтяных или газовых залежах на больших глубинах. В Германии также с чисто научными целями была пробурена сверхглубокая скважина глубиной 9100 м. Нефть и газ в вскрытых породах не обнаружены.

В 2009 году в Мексиканском заливе консорциум в составе британской BP, бразильской Petrobrash, американской Conoco Philips завершил бурение морской сверхглубокой скважины глубиной 10685 м. Пробуренная скважина дала нефть, месторождение с запасами почти в 600 млн. т нефти назвали Тибр. Земная кора состоит из множества геологических тел, называемых минералами. В соответствии с условиями образования выделяют три типа горных пород: магматические, осадочные, метаморфические.

Магматические (изверженные) горные породы образуются в результате застывания раскаленной магмы (граниты, базальты).

Осадочные горные породы образуются в результате разрушения и переотложения ранее существовавших горных пород (песок, песчаник, глина), выпадения осадков из водных растворов (каменная соль, гипс) и жизнедеятельности организмов и растений (коралловые известняки, мел, уголь).

Исходным материалом для образования метаморфических горных пород являются магматические и осадочные породы. Метаморфическими породами являются кварциты, мраморы, яшмы, кристаллические сланцы.

2.2. Условия залегания нефти и газа

Осадочная толща земной коры накапливается слоями. Большинство нефтяных и газовых месторождений приурочены к осадочным породам, некоторые из них являются хорошими коллекторами (пески, песчаники, конгломераты, трещиноватые и кавернозные известняки и доломиты). Такие породы, как глина, сланцы и ряд других, практически непроницаемы для пластовых газожидкостных смесей. Непроницаемые породы создают условия

для скопления нефти или газа, т.е. являются ловушками. Происходящие в земной коре тектонические движения нарушают первоначальное горизонтальное залегание пластов, приводят к их выгибанию, смятию, разрыву. Часть пласта, имеющая локальную выпуклость (изгиб вверх), принято называть антиклинальной складкой, а выпуклость вниз – синклинальной (рис. 2.2).

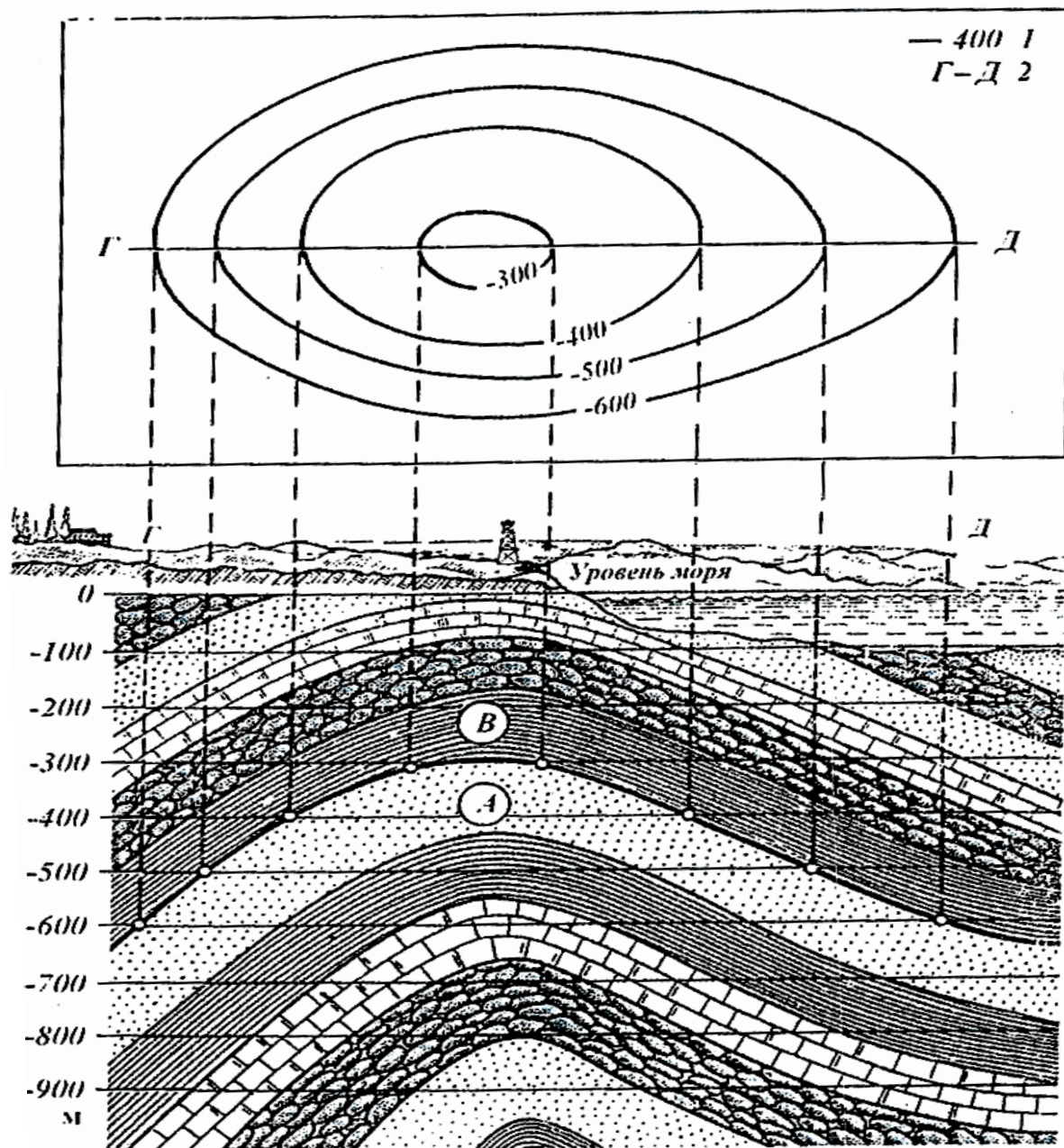


Рис. 2.2. Структурная карта нефтегазовой залежи

В России почти 90 % залежей нефти и газа находятся в антиклиналях, а за рубежом – около 70 %. Размеры антиклиналей достигают очень больших величин. Например, самое крупное в мире нефтяное месторождение Гавар (Саудовская Аравия) имеет размеры в плане 225 x 25 км и высоту 370 м, газовое месторождение Уренгой (Россия) - 120 x 30 км при высоте 200 м. Нефть и газ способны мигрировать в толщах земной коры. Пути миграции служат поры и трещины в горных породах

Происхождение нефти до настоящего времени не выяснено. Существуют две основных гипотезы: органическая и неорганическая, каждая из которых имеет подтверждение и в то же время опровергается противниками. Более точные знания о происхождении нефти позволят уточнить количество запасов и улучшить поиск новых месторождений. Скопление нефти и газа, сосредоточенное в ловушке в количестве, достаточном для промышленной разработки, называется залежью. Совокупность залежей, приуроченных к общему участку земной поверхности, образуют нефтяное или газовое месторождение.

В зависимости от условий залегания и количественного соотношения нефти и газа залежи подразделяются на чисто газовые, газоконденсатные, газонефтяные, нефтяные. Чаще всего, в продуктивной зоне пласта кроме нефти и газа содержится и вода, хотя нефть из скважины поднимается на поверхность безводной. Это происходит потому, что при миграции нефть не смогла полностью вытеснить из мельчайших пор воду. Такая вода называется связанной и иногда ее суммарная емкость может достигать десятки процентов. Считается, что чем больше глинистого материала в породе, тем больше в ней связанной воды. Член-корреспондент АН СССР и РАН И.И. Нестеров считает, что основные остаточные запасы нефти находятся в глинах, но на сегодня нет технологий по ее извлечению [30]. Поверхность, разделяющая нефть и воду или нефть и газ, называется водонефтяным или газонефтяным контактом. Линия пересечения поверхности контактов с кровлей пласта называется внутренним контуром нефтеносности, а с

подошвой пласта внешним контуром. Расстояние между кровлей и подошвой пласта называют его толщиной (рис.2.3).

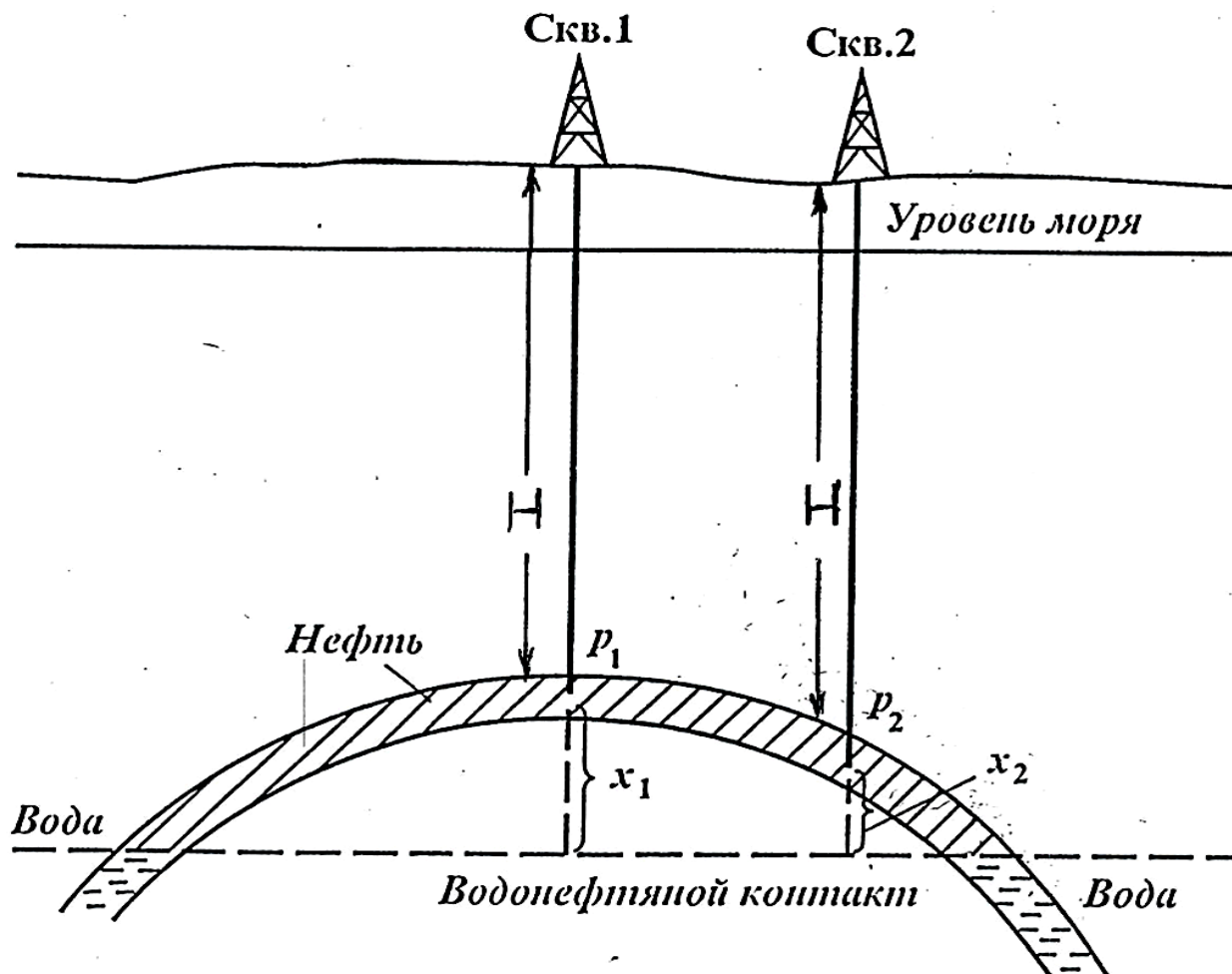


Рис.2.3. Изменение пластового давления в зависимости от глубины залегания месторождения

Нефть, газ и вода в пласте находятся под давлением, его называют начальным пластовым. От начального давления зависит запас энергии в пласте. Начальное пластовое давление зависит от глубины скважины и может быть приближенно определено:

$$P_{пл} = \rho \cdot g \cdot H,$$

где ρ – плотность минерализованной воды, кг/м³; g –ускорение свободного падения, равное 9,81 м/с²; H – глубина залегания пласта, м.

2.3. Природные коллекторы нефти и газа

Нефть и газ в нефтяных и газовых залежах насыщают пустоты между зернами, трещинами и кавернами в породах, слагающих пласты.

Основные физические свойства нефтяной или газовой залежи следующие:

- для пород - пористость; проницаемость; гранулометрический состав; удельная поверхность; карбонатность; сжимаемость;

- для пластовых флюидов - вязкость, плотность, растворимость газов в нефти и в воде, поверхностные свойства нефти и воды.

2.3.1. Пористость горных пород

Под пористостью горной породы понимают наличие в ней пустот (пор), не заполненных твердым веществом. Различают полную (абсолютную), открытую и эффективную пористость.

Коэффициентом полной пористости (m_p) называется отношение суммарного объема пустот к объему породы:

$$m_p = V_{\text{пор}} / V_{\text{обр. породы}}$$

Коэффициентом открытой пористости (m_o) называется отношение объема открытых (сообщающихся) пустот к объему породы.

Коэффициент эффективной пористости – это отношение объема участвующих в фильтрации пустот к объему породы. Коэффициент пористости измеряется в долях единицы или в процентах.

Таблица 2.1

Показатели пористости некоторых пород

Породы	Пористость, %	Породы	Пористость, %
Магматические	от 0,05 – 1,25;	Глинистые сланцы	от 0,54 – 1,4
Глины	от 6,0 – 50,0;	Пески	от 6,0 – 52,0
Песчаники	от 3,5 – 29,0	Известняки	от 0,65 – 33,0

2.3.2. Проницаемость

Проницаемостью горных пород называют их свойство пропускать через себя жидкости и газы. Абсолютно непроницаемых пород нет. При соответствующем перепаде давления можно продавить жидкости и газы через все тела. При давлениях, которые используются при добыче нефти и газа, глины, сланцы, изверженные породы являются непроницаемыми. При эксплуатации нефтяных и газовых месторождений в пористой среде движутся нефть, газ, вода или нефте-водо-газовые смеси. В зависимости от флюида, который движется в пористой среде, проницаемость одной и той же породы будет различной. Для характеристики проницаемости горных пород введены понятия абсолютной, эффективной (фазовой) и относительной проницаемости.

Абсолютной проницаемостью называется проницаемость пористой среды при движении в ней лишь одной какой-либо фазы (газа или однородной жидкости).

Эффективной или фазовой проницаемостью называется проницаемость пород для данной жидкости или газа. Фазовая проницаемость зависит не только от физических свойств породы, но и от насыщенности ее жидкостью или газом и от их физико-химических свойств.

Относительной проницаемостью пористой среды называется отношение эффективной проницаемости к абсолютной проницаемости.

Впервые закономерность фильтрации жидкости в пористой среде обнаружили французские ученые Дарси и Дюпюи в 1840 году, пропуская через песчаный фильтр воду для городских нужд. В результате наблюдений они получили прямопропорциональную зависимость между скоростью жидкости (V) и перепадом давления (ΔP).

Далее Дарси проделал многочисленные опыты с трубкой, набитой различными породами, прокачивая через них жидкости разной вязкости. В результате Дарси обнаружил, что разные жидкости в различных породах двигаются с разной скоростью. В зависимости скорости V от перепада

давления ΔP он вставляет коэффициент пропорциональности (K), который позже назовет коэффициентом проницаемости:

$$V = K \cdot \frac{\Delta P}{\mu \cdot L}, \quad (2.1)$$

где, μ —динамическая вязкость жидкости; L – путь течения жидкости.

Скорость жидкости в трубке определяется известным способом – делением объема пропускаемой жидкости на площадь сечения трубки. Тогда

$$V = \frac{Q}{F} = K \frac{\Delta P}{\mu L} \text{ или } \frac{Q}{F} = K \frac{\Delta P}{\mu \cdot L}.$$

Из последнего уравнения находим коэффициент проницаемости:

$$K = \frac{Q \cdot \mu \cdot L}{\Delta P \cdot F} \quad (2.2)$$

Подставим в уравнение (2.2) размерность каждого множителя в международной системе единиц (СИ): Q—объемный расход жидкости, м³/с; F— поверхность фильтрации, м²; ΔP – перепад давления, Па; μ - вязкость жидкости, Па*с. Произведя арифметические действия получим размерность коэффициента проницаемости в м². В международной системе (СИ) за единицу проницаемости в 1 м² следует принимать проницаемость такой пористой среды, при фильтрации через образец которой площадью 1 м² и длиной 1 м при перепаде давления 1 Па расход жидкости вязкостью 1 Па*сек составляет 1 м³/сек. В старых учебниках и иногда на производстве за единицу проницаемости принимают 1 Дарси. Единица Дарси в 10¹² раз меньше, чем проницаемость в 1 м². Один квадратный метр очень большая единица, на практике пользуются мкм²:

$$1 \text{ мкм}^2 = 10^{-12} \text{ м}^2.$$

Проницаемость породы по газу определяется преобразованием формулы по нефти (2.2), в которой:

Q – объемный расход газа при среднем давлении P по длине образца, где $P = (P_1 + P_2) / 2$, P₁ и P₂ – давление газа соответственно на входе в образец и на выходе из него.

Полагая, что процесс расширения газа при его фильтрации через образец происходит изотермически, можно написать согласно закону Бойля-Мариотта:

$$Q = 2 \cdot Q_0 \cdot P_0 / (P_1 + P_2),$$

где Q_0 – расход газа при атмосферном давлении.

Подставив в формулу для определения проницаемости по жидкости значения Q и P , получим уравнение для определения коэффициента проницаемости по газу:

$$K = 2 \cdot Q_0 \cdot P_0 \cdot \mu \cdot L / (P_1^2 + P_2^2) \cdot F \quad (2.3)$$

2.3.3. Гранулометрический состав

Под гранулометрическим составом горной породы понимается количественное содержание в ней разных по размеру зерен, составляющих данную породу. Гранулометрический состав породы выражают как процентное содержание отдельных фракций по размеру зерен в образце породы. От гранулометрического состава зависят: пористость, проницаемость, капиллярные свойства пород. Породы, сложенные песками, имеют различные диаметры зерен: гравий - от 1 см до 2 мм, грубый песок - от 2 до 1 мм, крупный песок - от 1 до 0,5 мм, средний песок - от 0,5 до 0,25 мм, мелкий песок - от 0,25 до 0,1 мм, крупный алеврит - от 0,1 до 0,05, мелкий алеврит - от 0,05 до 0,01 мм. У глины, считающейся условно не проницаемой, диаметр частиц менее 0,01 мм. Размер зерен большинства нефтесодержащих пород колеблется от 0,01 до 0,1 мм.

2.3.4. Карбонатность горных пород

Карбонатность горных пород характеризует содержание в горной породе солей угольной кислоты: известняка CaCO_3 , доломита $\text{CaCO}_3 \cdot \text{MgCO}_3$, соды NaCO_3 . В терригенных породах карбонатные включения могут выполнять роль цементирующего вещества. Нефтенасыщенные карбонатные породы и терригенные породы с карбонатным цементом хорошо реагируют с соляной

кислотой HCL. Солянокислотные обработки целью интенсификации добычи нефти и газа, наиболее эффективные в карбонатных отложениях, могут успешно применяться и в терригенных отложениях с высоким содержанием карбонатного цемента.

2.3.5. Коллекторские свойства трещиноватых пород

Большая доля нефти и газа добывается из карбонатных отложений. Плотные карбонатные породы, как и глины, практически не проницаемы, если в них нет трещин. Карбонатные породы менее изучены, чем терригенные. Коэффициент трещиноватой пористости в общем виде определяется отношением объема трещин к объему образца породы:

$$m = V_{\text{тр}} / V_{\text{обр}}$$

Исследованиями Е.М. Смехова и других авторов установлено, что интенсивность растресканности зависит от литологических свойств пород. Растресканность у карбонатных пород обычно больше, чем у аргиллитов, песчано-алевритовых пород, песчаников и солей. Величина раскрытости трещин различных пород колеблется в пределах 14 – 80 мкм. Интенсивность растресканности горной породы, рассеченной совокупностью трещин, характеризуется объемной и поверхностной плотностью трещин. Гиматудинов Ш.К., используя уравнение Буссинеска, согласно которому расход жидкости, приходящийся на единицу протяженности щели, равен

$$q = \frac{b^3 dP}{12\mu dX},$$

предложил определять расход жидкости через площадь фильтрации породы следующим уравнением: [12]

$$Q = L \frac{b^3 dP}{12\mu dX} \quad (2.4.)$$

где b – раскрытость трещин, dP / dX - градиент давления.

Приняв действительным равенство, что трещинная пористость равна: $m = b \cdot L / F$, тогда $L = F \cdot m / b$.

Подставим в уравнение (2.4) суммарную длину всех трещин получим:

$$Q = \frac{FmbdP}{12\mu dX} \quad (2.5.)$$

По закону Дарси расход жидкости через породу равен:

$$Q = \frac{kFdP}{\mu dx}, \quad (2.6)$$

где k – проницаемость трещин.

Приравнивая правые части уравнений (2.5) и (2.6) и приведя в соответствие показатели измерения, получим: $k_T = 85000 \cdot b^2 \cdot m_T$,

где k_T – проницаемость в мкм^2 , b – раскрытие трещин в мм, m_T – трещинная пористость в долях единицы.

Полученная формула для определения проницаемости действительна, когда трещины перпендикулярны поверхности фильтрации. В действительности же трещины располагаются произвольно с различными углами между единичным вектором и осями координат (рис. 2.4), тогда проницаемость определяют следующим уравнением:

$$K_T = 8,45 \cdot 10 \sum_1^n b^3 \Gamma (\sin^2 \omega \cdot \cos^2 \varphi + \cos^2 \omega), \quad [9] \quad (2.7.)$$

где b и Γ – раскрытость и густота трещин соответственно в см и $1/\text{см}$. ω – угол падения трещин данной системы, φ – угол между задаваемым направлением фильтрации и простиранием данной системы трещин.

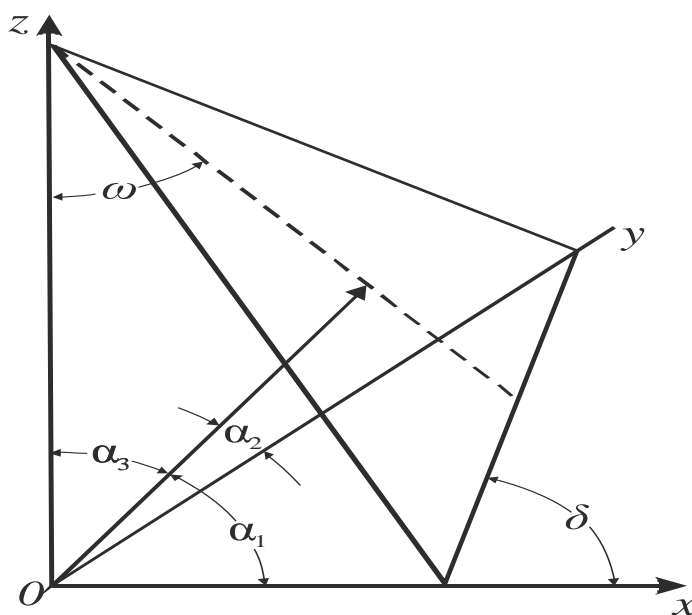


Рис. 2.4. Ориентирование плоскости трещин в пространстве

Глава 3. Состав, свойства нефти, газа и пластовой воды

3.1. Состав нефти

Нефть – маслянистая, вязкая жидкость темно-коричневого цвета- одно из важнейших полезных ископаемых, состоящее из углеводородов. Исследования показали, что в нефти содержатся три большие группы углеводородов: предельные, непредельные и ароматические. Предельные (метановые) углеводороды наиболее простые по строению, свое название получили от самого простейшего из углеводородов – метана. В химии такие углеводороды называют алканами. Структурная формула метанового или парафинового ряда C_nH_{2n+2} (n-число атомов) [метан (CH_4), этан (C_2H_6), пропан (C_3H_8) и т. д.].

Непредельные углеводороды имеют структурную формулу C_nH_{2n} и относятся к нафтеновому или этиленовому ряду. В химии их называют алкенами или циклоалканами. Циклоалканы состоят из нескольких метиленовых групп CH_2 , они могут присоединять к себе объединенные кольца и цепочки метанового строения (циклопропан, циклобутан, циклопентан и т.д.).

Ароматические углеводороды получили свое название из-за четко выраженных запахов. Структурная формула ароматических углеводородов бензольного ряда C_nH_{2n-m} (m – четные цифры от 6 и выше). В химии ароматические углеводороды называют аренами, из-за циклического строения они химически малоактивны.

Основными элементами нефти является углерод (83-87%) и водород (11-14%), примесь серы до 7 %, до 5 % кислорода и до 3 % азота. По физическому состоянию углеводороды от CH_4 до C_4H_{10} – газы, от C_5H_{12} до $C_{16}H_{34}$ – жидкости, от $C_{17}H_{36}$ до $C_{35}H_{72}$ – твердые вещества, называемые парафинами или церезинами. В небольших количествах в нефти присутствуют металлы (железо, магний, алюминий, медь, натрий, олово,

кобальт, хром, никель, ртуть и др). Содержание металлов в нефти настолько мало, что они обнаруживаются лишь в золе после сжигания нефти.

По товарным качествам нефти (ГОСТ Р 51858-2002) подразделяются:

- на классы – по содержанию серы: малосернистые – серы до 0,5%, сернистые – серы 0,6–1,8%, высокосернистые – 1,81–3,5%, особо высокосернистые – более 3,5%;

- на подклассы по содержанию смол: малосмолистые – менее 8%, смолистые – от 8 до 28%, сильно смолистые – более 28%;

- на типы по содержанию парафина: беспарафинистые – до 1%, слабopарафинистые – от 1 до 2%, парафинистые – более 2%.

Газы классифицируются по содержанию в них паров бензина (в граммах на 1м³ газа): более 200 – газы жирные, 101–200 – полужирные, 11–100 – тощие, до 10 – сухие.

3.2. Свойства нефти и пластовой воды.

3.2.1. Свойства нефти.

Нефть всегда легче воды, ее плотность (г/см³, кг/м³ – масса единицы объема), для нефти она рассчитывается при $t = 20^{\circ}\text{C}$ и сравнивается с плотностью дистиллированной воды того же объема при $T = 4^{\circ}\text{C}$. Значения плотности для нефти изменяются в пределах 0,78 – 0,98 г/см³. Если плотность определяется не при стандартной температуре, необходимо привести ее к стандартной по формуле $\rho^{20} = \rho + \gamma \cdot (t - 20)$, где γ – поправка плотности при изменении температуры на 1^oC, t – температура опыта. Плотность нефти в пластовых условиях зависит от количества растворенного газа, температуры и давления. В пластовых условиях плотность нефти меньше, чем на поверхности. При снижении давления до давления насыщения при постоянной температуре плотность нефти незначительно понижается, при дальнейшем снижении давления плотность нефти существенно возрастает за счет выделения из нее растворенного газа. Зависимость плотности от давления представлена на рис. 3.1.

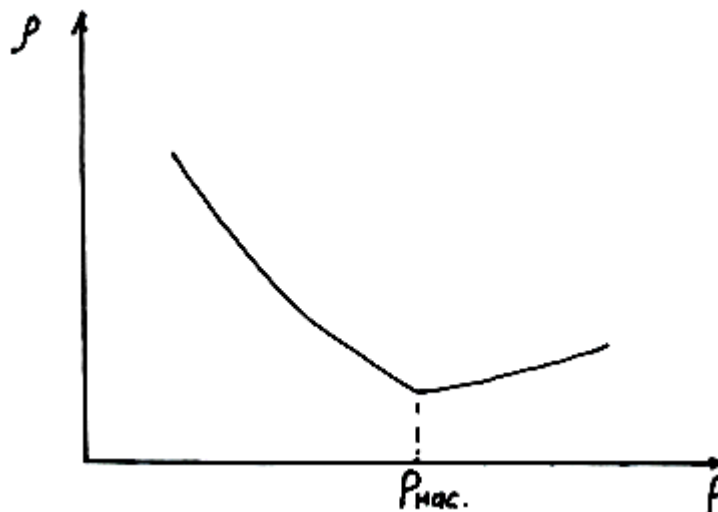


Рис. 3.1. Зависимость плотности нефти от давления

По плотности нефти классифицируются согласно ГОСТ Р 51858 – 2002 «Нефть. Общие технические условия» следующим образом: особо легкая – не более 830 кг/м³; легкая – 830–850; средняя – 850,1–870; тяжелая – 870,1–895, битуминозная – более 895 кг/м³. Очень важным показателем характеризующим пластовую нефть, является давление насыщения - это такое давление, при котором из нефти начинают выделяться первые пузырьки газа. Давление насыщения может соответствовать пластовому или быть меньше его. При первом условии нефть будет полностью насыщена газом, при втором – недонасыщена. Плотность нефти и ее объем в пластовых условиях и на поверхности отличаются за счет давления и растворенного в ней газа. Отношение объема жидкости в пластовых условиях к объему этой же жидкости в поверхностных условиях называется объемным коэффициентом (b). Зависимость объемного коэффициента от давления представлена на рис. 3.2. Уменьшение объема извлеченной нефти по сравнению с объемом нефти в пласте в промышленной практике называется «усадкой».

$$U = (b - 1) / b \quad (3.1)$$

Количество газа в м³, выделившегося из одной тонны жидкости, приведенное к атмосферному давлению, называется газовым фактором. На

разных нефтяных месторождениях он различен и изменяется от 10 до 1000 м³ в тонне нефти.

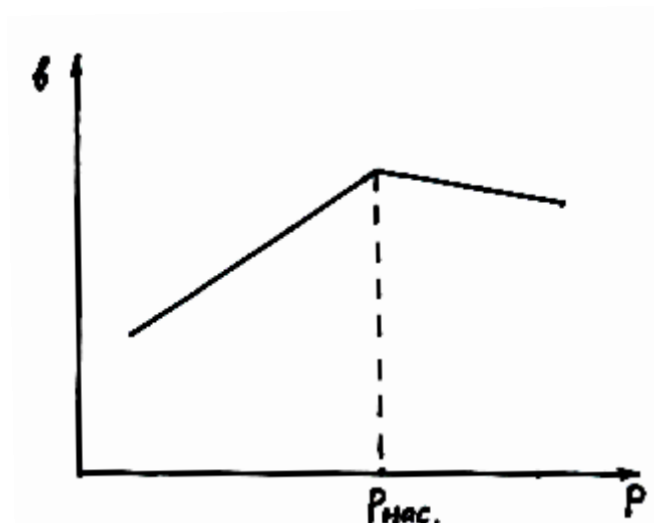


Рис.3.2. Зависимость объемного коэффициента от давления

Фракционный состав нефти определяется при разделении сложной смеси соединений по температуре кипения. Началом кипения фракции считают температуру падения первой капли сконденсировавшихся паров. Концом кипения фракции считают температуру, при которой испарение прекращается. При фракционной разгонке выделяют следующие интервалы: авиационный бензин 40–180°С; автомобильный бензин 40–205°С; керосин 200–300°С; лигроин 270–350°С.

Вязкость нефти - это свойство жидкости оказывать сопротивление перемещению ее частиц при движении. Вязкость определяет подвижность нефти и значительно влияет на продуктивность работы скважин и эффективность разработки. Различают динамическую (абсолютную), кинематическую и относительную вязкости нефти. В международной системе СИ динамическая вязкость измеряется в Па·с (паскаль секунда или 1 Н·с/м²). В промышленной практике часто пользуются меньшими единицами вязкости – пуаз, сантипуаз. 1 Пз = 0,1 Н·с/м² = 0,1Па·с. Динамическая вязкость пресной воды при температуре 20° С равна 0,01Пз или 1 сПз (санти Пз).

При трубопроводном транспорте нефти пользуются единицей вязкости – кинематическая вязкость - это отношение динамической вязкости к плотности $\gamma = \mu/\rho$. Единица измерения кинематической вязкости в системе СИ - м²/с. На практике пользуются единицей кинематической вязкости называемой стоксом (1 Ст = 10 м² / с). С повышением температуры вязкость любой жидкости, как правило, резко уменьшается, отсюда и вязкость нефти в нефтяных пластах всегда меньше, чем на поверхности. С точки зрения добычи нефти, это весьма благоприятный фактор, так как чем меньше ее вязкость, тем с меньшим расходом энергии связана добыча каждой тонны нефти. В лабораторных условиях вязкость жидкости определяют вискозиметром, используя формулу Пуазеля: [9]

$$\mu = \frac{\pi r^2 \Delta P t}{8 V L}, \quad (3.2.)$$

где, r и L – радиус и длина капилляра, ΔP – перепад давления, при котором происходит истечение жидкости за время t , V – объем вытекающей жидкости.

3.2.2. Свойства пластовой воды.

Пластовые воды – постоянные спутники нефтяных и газовых месторождений, они играют большую роль в формировании залежи и в процессе ее разработки. Для устранения различных осложнений при разработке залежей необходимо учитывать солевой состав вод, поступающих в скважины. Основными веществами, растворенными в пластовых водах, являются хлориды, сульфаты и карбонаты щелочных и щелочноземельных металлов. Диссоциируя в воде, указанные соединения образуют ионы Na, K, Ca, Mg, Cl, SO₄, HCO₃, CO₃. Количественное соотношение между этими ионами определяет тип пластовой воды. Общее содержание растворенных в

воде солей принято называть минерализацией воды. Жесткость воды обуславливается наличием в ней солей Са и Mg. Жесткость выражают в градусах. Каждому градусу жесткости соответствует содержание СаО в количестве 10 мг/л или эквивалентное ему количество MgO –7,1 мг/л.

3.2.3. Нефтяные эмульсии

Эмульсией называют дисперсную среду, состоящую из двух взаимно нерастворимых или мало растворимых жидкостей, одна из которых распределена в другой в виде капель различного диаметра.

Нефтяные эмульсии - это эмульсии в которых нефть является или дисперсионной (внешней, сплошной) средой, или дисперсной (внутренней, разобщенной) фазой. Эмульсии, в которых вода является дисперсионной средой, принято называть прямыми (например, нефть в воде, водоэмульсионная краска, молоко). Эмульсии, в которых вода является дисперсной фазой, принято называть обратными (например, вода в нефти). Тип эмульсии в основном зависит от соотношения объемов нефти и воды. Дисперсионной средой (внешней) обычно стремится стать та жидкость, объем которой больше. Основными условиями образования нефтяных эмульсий являются:

–турбулентность движения скважинной продукции в трубах, установках, оборудовании;

–наличие в скважинной продукции поверхностно-активных веществ и взвешенных частиц, называемых природными эмульгаторами.

Существенное влияние на образование эмульсий оказывают также следующие факторы: состав и свойства жидкостей, образующих эмульсию; разгазирование нефти; температурный режим.

Нефтяные эмульсии могут быть устойчивыми (медленно разрушающимися) и неустойчивыми (быстро разрушающимися).

Устойчивые эмульсии требуют значительно больших затрат на подготовку нефти до товарной кондиции. Степень дисперсности и степень устойчивости

образующихся эмульсий существенно зависит от способа эксплуатации скважин. Такие осложнения в работе скважин, как отложение на поверхности оборудования асфальтосмолопарафиновых веществ, минеральных солей и т.п., существенно интенсифицируют процесс образования эмульсии, поскольку любые сужения потока продукции скважин оказывают диспергирующее действие. Исключительно интенсивно эмульсии образуются при эксплуатации скважин электроцентробежными и в меньшей степени штанговыми насосами. Движение продукции скважин в промысловых трубопроводах сопровождается дальнейшим снижением давления и температуры потока, разгазированием нефти, дальнейшей концентрации природных эмульгаторов на границах раздела жидкостей. Все это способствует образованию и упрочнению эмульсий.

В то же время следует учитывать, что в промысловых трубопроводах одновременно с процессами образования также происходят процессы разрушения эмульсий. В сепараторах и отстойниках происходит резкое снижение скорости потока жидкости, ее разгазирование, что ведет к интенсивному дроблению дисперсной фазы. По оценке некоторых исследователей степень дробления, например, капель воды в сепараторе, может увеличиваться в десятки и сотни раз. Нефтеперерабатывающие заводы постоянно усиливают требования к поставкам нефти с минимальным содержанием воды. Поэтому процесс разрушения эмульсии, так называемая деэмульсация, имеет очень важное значение для нефтедобывающих предприятий.

3.3. Попутный нефтяной газ, природный газ, общая физико-химическая характеристика газа

Природные горючие газы нефтяных и газовых месторождений по своей химической природе сходны с нефтью. Они, как и нефть, являются смесью различных углеводородов метана, этана, пропана, бутана, пентана.

Самый легкий из них – метан; в газах, добываемых из нефтяных и газовых месторождений, его содержится от 40 до 95 % и более. Чем больше в нефтяном газе легких углеводородов – метана и этана, тем легче этот газ и меньше его теплотворная способность. В тяжелых нефтяных газах, наоборот, мало этана и метана. В зависимости от преобладания в нефтяных газах легких или тяжелых (от пропана и выше) углеводородов газы разделяются на две группы: сухие и жирные. Из жирных газов можно получить сжиженные газы или газовые бензины. Из физических свойств газов необходимо выделить сжимаемость, вязкость и растворимость. При определенном давлении и температуре объем газа можно уменьшить в 630 раз, а при снижении давления с 5,15 МПа до атмосферного, его температура вследствие эффекта Джоуля-Томсона понизится на 20 градусов.

Коэффициент растворимости углеводородных газов в нефти колеблется от 0,25 до 2. При постоянной температуре количество растворенного газа пропорционально давлению (закон Генри) [28]. Углеводородные газы растворяются лучше в более легкой нефти, чем в тяжелой нефти. На практике сухим газом считается такой газ, в 1 м³ которого содержится меньше 60 гр. газового бензина; в 1 м³ жирного газа 60 – 70 гр. газового бензина. Нефтяные газы содержат углекислый газ, азот, сероводород, гелий в незначительном количестве.

Основным физическим параметром газа является его удельный вес. На практике обычно пользуются понятием относительного удельного веса газа. Относительным удельным весом газа называется отношение веса определенного объема газа к весу такого же объема воздуха при одинаковой температуре и давлении. Относительный удельный вес углеводородных газов колеблется в широких пределах от 0,554 у метана до 2,00 у бутана и выше. Ниже приводится таблица свойств углеводородов, входящих в состав нефтяных газов.

Углеводороды	Химическая формула	Молекулярный вес	Температура плавления, °С	Температура кипения, °С	Критические постоянные		Газовая постоянная	Удельный вес газа при 0°С и 760 мм рт.ст.	
					Давление, МПа	Температура, °С		кг / м ³	Относительный уд. вес по воздуху
Метан	CH ₄	16,04	-182	-161,6	4,58	-82,1	52,95	0,717	0,555
Этан	C ₂ H ₆	30,07	-182	-88,6	4,82	32,3	28,19	1,356	1,049
Пропан	C ₃ H ₈	44,09	-187	-42,1	4,82	96,8	28,19	2,019	1,562
Изобутан	iC ₄ H ₁₀	58,12	-159	-11,7	4,20	134,9	14,59	2,668	2,066
Бутан	C ₄ H ₁₀	58,12	-138	-0,5	3,75	152,0	14,59	2,703	2,091
Изопентан	iC ₅ H ₁₂	72,15	-159	27,8	3,29	187,7	11,75	3,216	2,480
Пентан	C ₅ H ₁₂	72,15	-129	36,1	3,30	197,2	11,75	3,220	2,490
Гексан	C ₆ H ₁₄	86,17	-95,3	37,7	2,99	234,7	9,84	3,860	2,970
Гептан	C ₇ H ₁₆	100,2	-90,6	38,4	3,70	267,0	8,43	4,470	3,460
Октан	C ₈ H ₁₈	114,23	-56,8	125,7	2,46	296,2	7,42	5,100	3,940
Нонан	C ₉ H ₂₀	128,25	-53,7	150,8	2,26	322,1	6,60	5,710	4,430
Декан	C ₁₀ H ₂₂	142,28	-29,7	174,1	2,07	345,2	5,95	6,340	4,900

Месторождения природного газа подразделяются на три группы:

– газонефтяные (природный газ растворен в нефти или находится в свободном состоянии, заполняя повышенную часть залежи – газовую шапку). Газы, добываемые вместе с нефтью, это физическая смесь сухого газа, пропан - бутановой фракции (сжиженного газа) и газового бензина. Газы таких месторождений называют нефтяными или попутными.

– газоконденсатные (вследствие повышенного давления, достигающего до 25 –30 МПа в газах растворено некоторое количество высококипящих углеводородов). В этой группе газы состоят из сухого газа и жидкого

углеводородного конденсата. Углеводородный конденсат включает большое число тяжелых углеводородов, из которых можно выделить бензиновые, лигроиновые, керосиновые, а иногда и более тяжелые масляные фракции.

– чисто газовые месторождения (практически представлены метаном). Газ, добываемый из таких месторождений, представляет собой сухой газ, свободный от тяжелых углеводородов. Количество конденсата в таком газе составляет от 10 до 500 см³ на 1 м³ газа, извлеченного из пласта.

Глава 4. Поиск и разведка залежей нефти и газа

4.1. Общие понятия о геологических процессах

Геологоразведочный процесс определяется как совокупность взаимосвязанных, применяемых в определенной последовательности производственных и научных исследований, которые должны обеспечить открытие, геолого-экономическую оценку и подготовку к разработке полезного ископаемого. Обнаружение, разведка и подготовка к разработке скоплений нефти и газа занимает значительный период времени. В геологоразведочном процессе на нефть и газ применяются геологические, геохимические, геофизические и другие методы. Они позволяют строить специальные карты для крупных территорий и выделять на них перспективные участки. Особое значение на геологоразведочный процесс накладывает тот факт, когда район разведки является совершенно новым. В этом случае, необходимо изучить весь имеющийся какой-либо местный геологический материал, выяснить вопросы о степени обеспеченности данного района картографическим материалом и наличия в его пределах опорной геодезической сети. В период предварительного изучения геологии района будущих работ необходимо ознакомиться с различными коллекциями пород и фауны. Для областей, геология которых изучена еще недостаточно подробно, необходимо использовать метод аналогий и изучить геологию территорий, сходных по своему общему геологическому облику с районами

будущих работ. Изучение экономико-географических вопросов в период проектирования необходимо для правильного выбора местоположения базы, транспортных средств, его видов, характера и количества соответствующего снаряжения, порядка переброски оборудования, очередности в изучении отдельных участков района, возможности подбора кадров рабочих. Подобное изучение особенно необходимо для правильной экономической оценки очередности постановки колонкового или глубокого разведочного бурения. По результатам полевых работ составляется геологическая карта местности. Общая геологическая съемка позволяет получить некоторое представление о геологическом строении современных отложений на изучаемой площади.

Организации и учреждения, осуществляющие геологическое изучение недр, должны обеспечить:

- рациональное, научно обоснованное направление и эффективность работ по геологическому изучению недр;

- полноту изучения геологического строения недр, горно-технических, гидрогеологических и других условий разработки разведанных месторождений, строительства и эксплуатации подземных сооружений, связанных с добычей полезных ископаемых;

- достоверность определения количества и качества запасов основных и совместно с ними залегающих полезных ископаемых и содержащихся в них компонентов, геолого-экономическую оценку месторождений полезных ископаемых;

- ведение работ по геологическому изучению недр методами и способами, исключающими неоправданные потери полезных ископаемых и снижение их качества;

- размещение извлекаемых из недр горных пород и полезных ископаемых, исключающее их вредное влияние на окружающую среду;

- сохранность разведочных горных выработок и буровых скважин, которые могут быть использованы при разработке месторождений и в иных

народнохозяйственных целях, ликвидацию в установленном порядке выработок и скважин, не подлежащих использованию;

–сохранность геологической и исполнительско-технической документации, образцов горных пород и руд, керна, дубликатов проб полезных ископаемых, которые могут быть использованы при дальнейшем изучении недр, разведке и разработке месторождений полезных ископаемых, а также при пользовании недрами в целях, не связанных с добычей полезных ископаемых.

4.2. Стадийность геологоразведочных работ на нефть и газ и их геолого-экономическая оценка.

На региональном этапе выделяются нефтегазовые перспективные зоны, выбираются основные направления первоочередных объектов дальнейших исследований, выявляются наиболее крупные ловушки, готовятся объекты к поисковому бурению, дается качественная и количественная оценка перспектив нефтегазоносности, оцениваются ресурсы категории Д₂ и Д₁. Этапы и стадии геологоразведочных работ на нефть и газ в зависимости от стоящих перед ними задач приведены в таблице № 4.1.

Поисковый этап предусматривает испытание пластов, получение притоков нефти и газа, определяются свойства флюидов, фильтрационные характеристики пластов. Происходит подготовка к глубокому поисковому бурению, определяется очередность проведения опытно-промышленной эксплуатации. Месторождения делятся на промышленные и не промышленные. Подсчитываются запасы категории С₂ и С₁.

Разведочный этап предусматривает подготовку месторождений к разработке, на данном этапе более точно подсчитываются запасы и определяется коэффициент нефтеизвлечения. Определяется геометризация и оценка достоверности значений геолого-промысловых фильтрационных и подсчетных параметров по скважинам и объектам, составляется технологическая схема.

Таблица 4.1

Этапы и стадии геологоразведочных работ

Этап	Геологоразвед. процесс	Изучаемые объекты	Основные задачи	Категории ресурсов, запасов
Региональный	Прогноз нефтегазоносности	Осадочные бассейны и их части	1. Выявление литолого-стратиграфических комплексов, структурных этажей, ярусов. 2. Выделение нефтегазоперспективных зон возможного нефтегазонакопления. 3. Качественная и количественная оценка перспектив нефтегазоносности. 4. Выбор основных направлений и первоочередных объектов дальнейших исследований.	Качественная оценка Д ₂ частично Д ₁
	Оценка зон нефтегазонакопления	Нефтеперспективные зоны и нефтегазонакопления	1. Выявление наиболее крупных ловушек. 2. Выбор районов и установление очередности проведения поисковых работ. 3. Выявление условий залегания и других геолого-геофизических свойств нефтегазоносных и нефтегазовых перспективных комплексов.	Д ₁ частично Д ₂
	Выявление и подготовка объектов к поисковому бурению	Районы установленной или возможной нефтегазоносности		Д ₁ частично Д ₂
Поисковый	Поиск месторождений. (залежей)	Подготовлен. ловушки	1. Выделение, опробование и испытание нефтегазонасыщенных пластов и горизонтов, получение притоков нефти и газа и установление свойств флюидоупоров и фильтрационных характеристик пластов. 2. Оценка запасов открытых залежей. 3. Выбор объектов для проведения оценочных буровых работ.	С ₂ и С ₁
	Оценка месторождений (залежей)	Открытие месторождений	1. Подсчет запасов месторождений (залежей). 2. Разделение месторождений на промышленные и непромышленные. 3. Определение очередности проведения опытно-промышленной эксплуатации и подготовка месторождений к разбуриванию.	

Продолжение таблицы 4.1

Разведочный	Подготовка месторождений к разработке	Промышленные месторождения (залежи)	<p>1.Определение, геометризация и оценка достоверности значений геолого-промысловых, фильтрационных и подсчетных параметров по скважинам и объектам для подсчета запасов и составления технологической схемы разработки месторождений.</p> <p>2.Подсчет запасов и определение коэффициента извлечения.</p> <p>3.Изучение залежей в процессе разработки.</p>	C ₁ и частично C ₂
-------------	---------------------------------------	-------------------------------------	---	--

Потенциальные ресурсы подразделяются на начальные и на текущие, далее на прогнозные и перспективные (табл. 4.1, рис. 4.1).



Рис. 4.1. Классификация ресурсов

Разведанные запасы (A, B, C₁) делятся на балансовые и за балансовые. За баланс выводят запасы, которые на текущий момент вырабатывать экономически не выгодно.

4.3. Виды, методы поисковых и разведочных работ на нефть и газ.

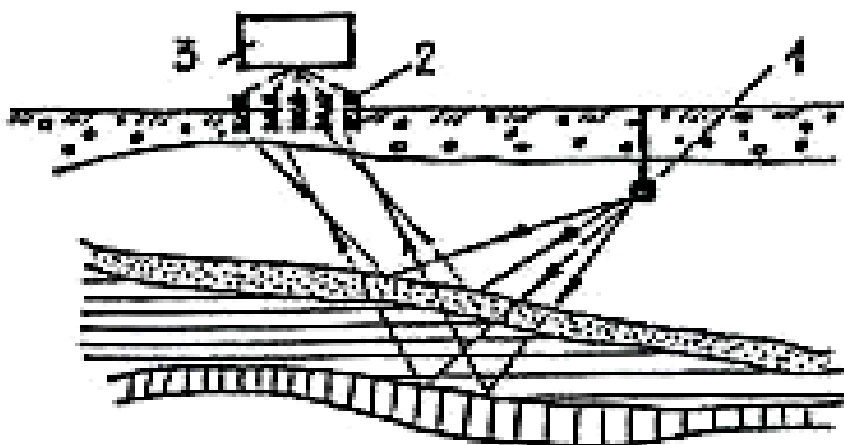
Целью поисково-разведочных работ является выявление, оценка запасов и подготовка к эксплуатации залежей нефти и газа.

Выделяют четыре вида поисково-разведочных работ: геологические, геофизические, гидрогеохимические, бурение и исследование скважин. Геологические съемки выполняются в ходе полевых работ, где изучаются пласты горных пород, выходящие на дневную поверхность, их состав, свойства и углы наклона. Для анализа коренных пород роются шурфы глубиной до 2-х, 3-х метров. Для изучения глубоко залегающих пород бурятся картировочные скважины глубиной 600-700 метров. При камеральных работах строят геологические карты и геологические разрезы местности. Геологическая карта – это проекция выхода горных пород на дневную поверхность.

К геофизическим исследованиям при поисково-разведочных работах относят сейсморазведку, электроразведку, магниторазведку и гравиразведку. Сейсмическая разведка основана на использовании закономерностей распространения в земной коре искусственно создаваемых упругих волн. Волны могут создаваться взрывом специальных зарядов в скважинах глубиной до 30 м. или с помощью вибратора. Скорость распространения сейсмических волн в породах различной плотности неодинакова. Чем плотнее порода, тем быстрее проникают сквозь нее волны. На границе раздела двух сред с различной плотностью упругие колебания частично отражаются, возвращаясь к поверхности земли. Отраженные сейсмические волны улавливаются сейсмоприемниками. После расшифровки графиков специалисты определяют глубину залегания пород и углы их наклона. Принципиальная схема сейсморазведки представлена на рис.4.2

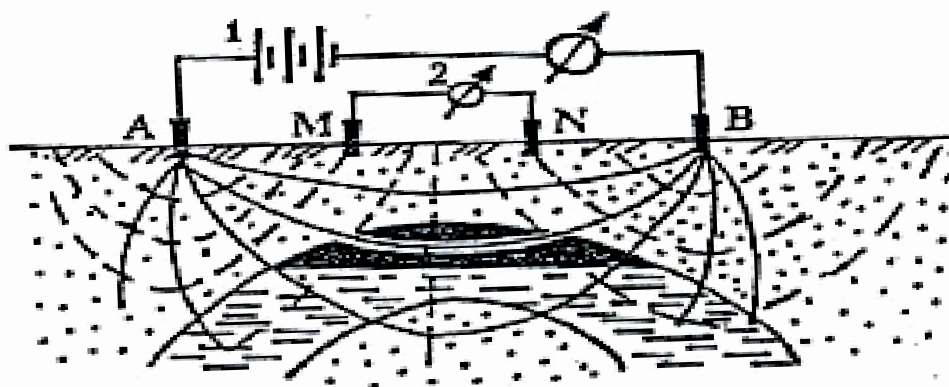
Электрическая разведка основана на различной электропроводности горных пород. Породы, насыщенные соленой минерализованной водой, хорошо проводят электрический ток, а породы, насыщенные нефтью, обладают очень низкой электропроводностью. Принципиальная схема электроразведки приведена на рис. 4.3. Через стержни А и Б сквозь грунт

пропускается электрический ток. С помощью стержней М и N исследуется созданное электрическое поле. Высокое электросопротивление является косвенным признаком наличия в них нефти или газа.



1 - источник упругих волн, 2 - сейсмоприемник, 3 - сеймостанция.

Рис. 4.2. Принципиальная схема сейсмической разведки



1 - Источник электрического тока; 2 - Регистратор созданного электрического поля; А, В – заземляющие электроды, через которые пропускается электрический ток; М, N- электроды, через которое исследуется электрическое поле.

Рис.4.3. Принципиальная схема электроразведки

Магниторазведка основана на различной магнитной проницаемости горных пород. В зависимости от состава горных пород, наличия нефти и газа это магнитное поле искажается в различной степени. Магнитомеры чаще

всего устанавливают на самолеты. Аэромагнитная съемка позволяет выявить антиклинали на глубине до 7 км.

Гидрогеохимические исследования включают газовую, радиоактивную съемку и гидрохимический анализ:

-Газовая съемка. Вокруг любой нефтяной или газовой залежи образуется ореол рассеивания углеводородных газов за счет их фильтрации и диффузии по порам и трещинам пород. С помощью чувствительных газоанализаторов фиксируют повышенное содержание углеводородных газов в пробах, отобранных непосредственно над залежью. При данном методе может быть допущена ошибка, иногда аномалия смещена относительно нефтяной или газовой залежи.

-Радиоактивная съемка фиксирует радиационный фон при вскрытии различных пород при проходке скважин. Наибольшей радиоактивностью обладают глины.

-Гидрохимический анализ основан на изучении химического состава подземных вод и содержания в них растворенных газов. По мере приближения к залежи концентрация газа в воде или буровом растворе возрастает.

4.4. Разведочное бурение и исследование скважин

Разведочное бурение скважин применяют с целью определения глубины залегания, толщины нефтегазоносных пластов и оконтуривания залежей. В процессе бурения отбирают керн (цилиндрические образцы горных пород, залегающих на различных глубинах). По керну определяют нефтегазоносность и нефтегазонасыщенность пород, их состав и физические свойства. После завершения бурения скважины исследуют геофизическими методами (каротаж скважин).

К наиболее распространенным геофизическим исследованиям скважин относят: электрический, радиоактивный, акустический каротажи.

Электрокаротаж – наиболее распространенный способ исследования скважин. Он позволяет определять электрические свойства пород вдоль ствола скважины. Результаты измерений представляются в виде электрокаротажных диаграмм. Расшифровывая их, определяют глубины залегания проницаемых пластов с высоким электросопротивлением, что указывает на наличие в них нефти или газа. На рисунке 4.4. показаны принципиальные схемы измерения двух основных характеристик горных пород – потенциалов самопроизвольной поляризации и кажущегося удельного сопротивления (ПС и КС). Весь комплекс поисковых, разведочных, геофизических работ производится для подготовки нефтяных и газовых месторождений к промышленной эксплуатации и оценки месторождений, т.е. к подсчету балансовых запасов.

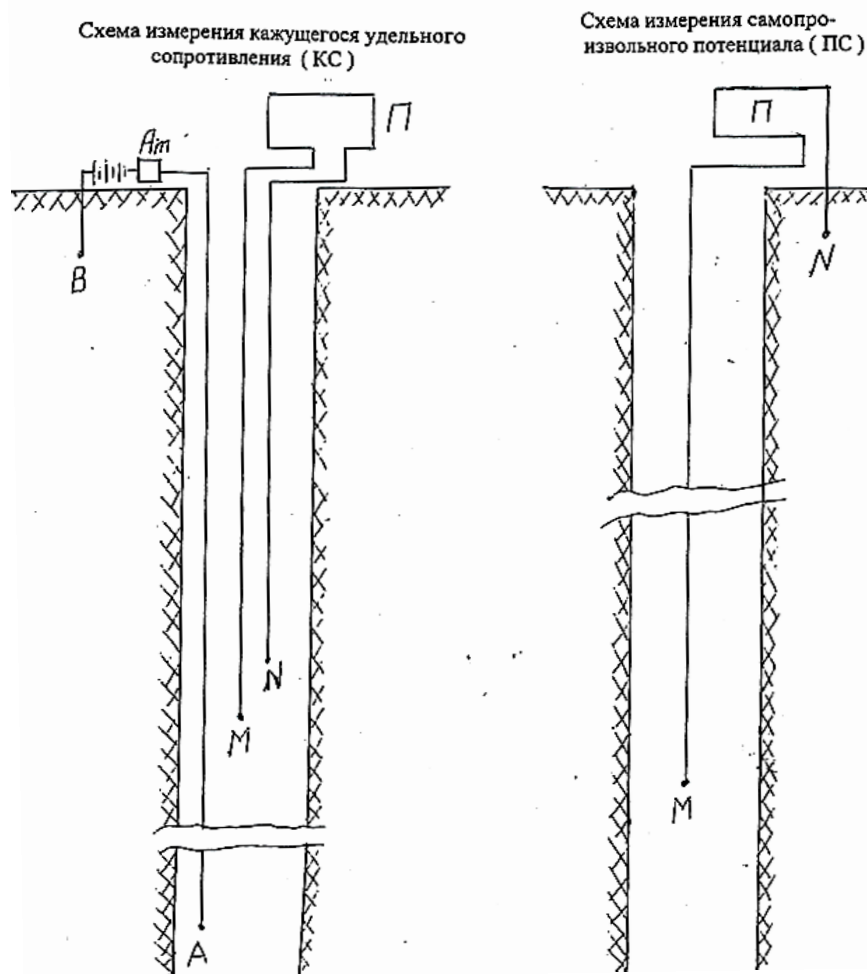
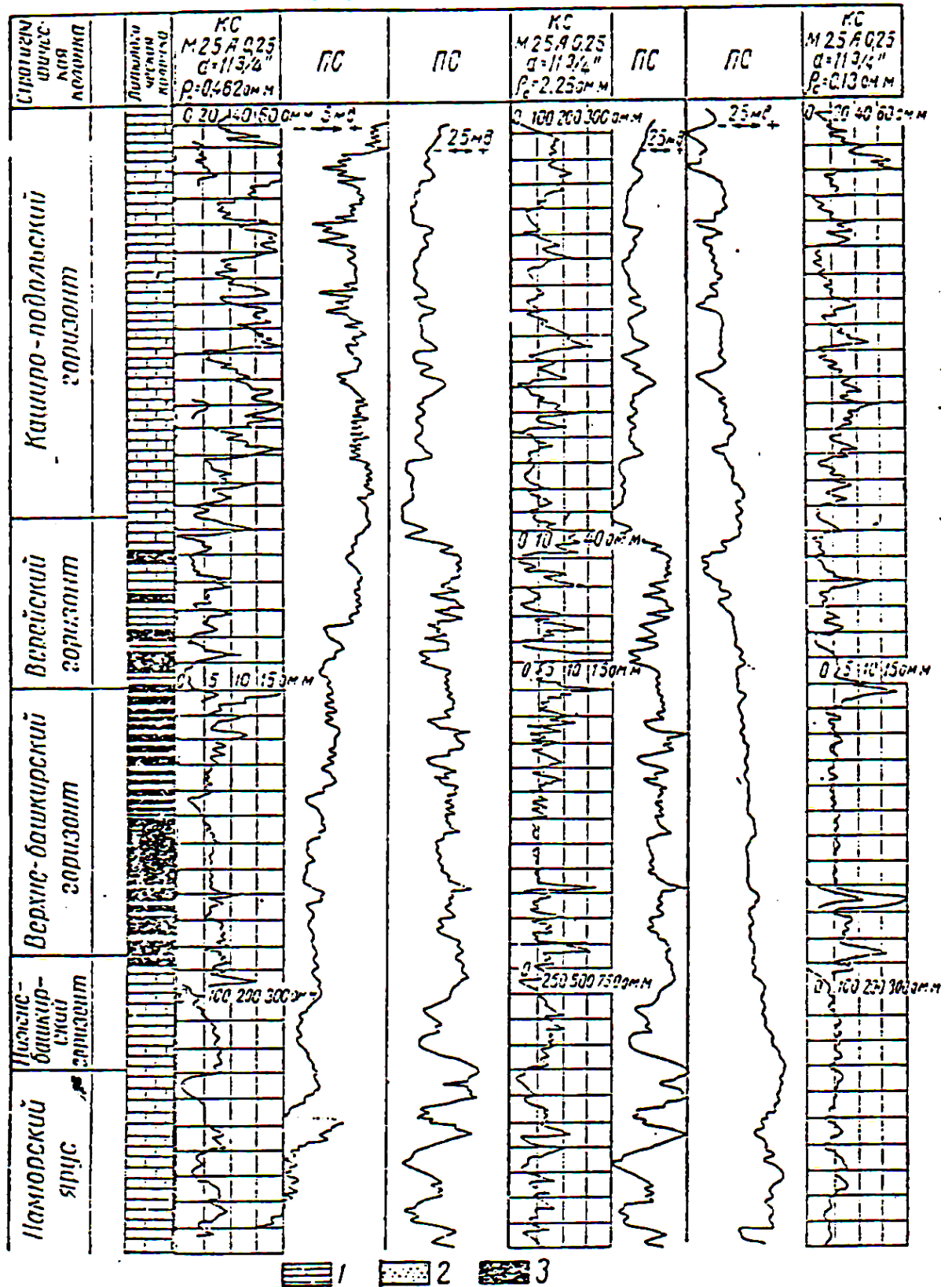


Рис. 4.4. Схема измерения кажущегося удельного сопротивления и самопроизвольного потенциала



1- карбонатные породы; 2- песок; 3- глина;

Рис.4.5. Сопоставление каротажных диаграмм кривых сопоставления КС и ПС

4.5. Нефтяные, газовые залежи и месторождения. Типы нефтяных и газовых пластов и залежей

Ловушка – часть природного резервуара, в котором, благодаря отсутствию движения флюидов, последние распространяются по плотности, согласно закону гравитации.

Залежь – это природное скопление минеральных веществ (полезных ископаемых), в том числе, подземных вод, пригодных по количеству, качеству и условиям залегания для промышленной разработки.

Под месторождением нефти и газа понимают совокупность залежей этих полезных ископаемых, контролируемых единым структурным элементом и заключенных в недрах одной и той же площади, причем это не место их рождения, а место современного нахождения скоплений углеводородов. Если месторождение содержит хотя бы одну промышленную залежь, то оно является промышленным месторождением.

Пласт – геологическое тело, сложенное осадочными метаморфическими горными породами, имеющими форму, близкую к плоской (толщина во много раз меньше площади его распространения), две близкие поверхности напластования (подошву и кровлю), примерно однородный состав.

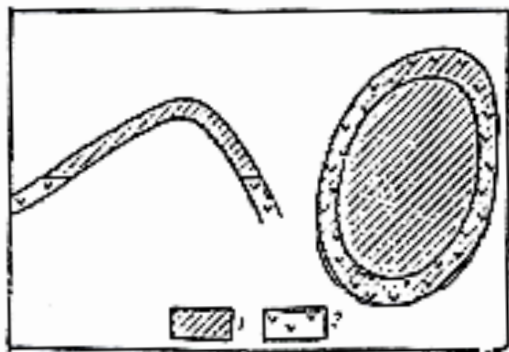
Типы нефтяных и нефтегазовых залежей показаны на рисунке (4.6.). Наиболее распространенными являются сводовые и экранированные пласты.

При классификации залежей нефти учитывается влияние природных условий на систему разработки месторождений. Исходя из этого, можно выделить нефтяные залежи двух следующих основных типов: с активной и ограниченной энергией пластовых вод.

Залежи с активной энергией пластовых вод можно разбить на три группы:

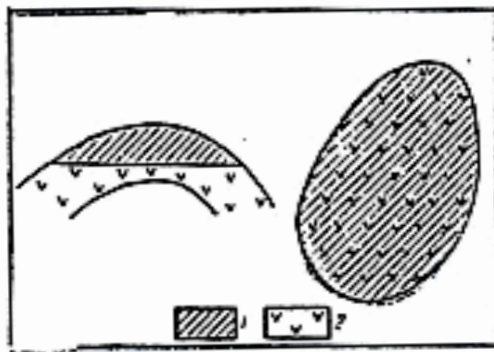
- пластовые нефтяные залежи с хорошей или средней проницаемостью коллекторов, окруженные краевыми водами;

- массивные нефтяные залежи, подстилаемые на всей площади подошвенной водой;



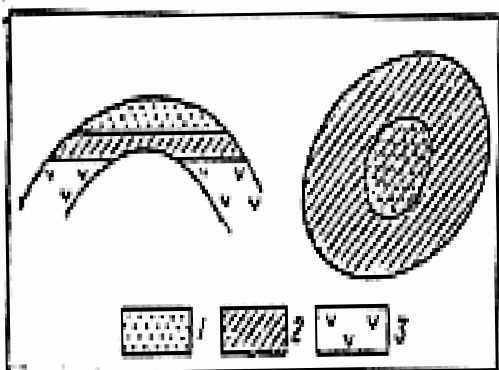
Пластовая нефтяная залежь

1 – нефть; 2 – вода;



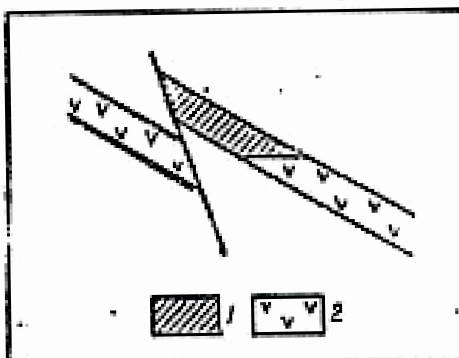
Массивная нефтяная залежь

1 – нефть; 2 – вода;



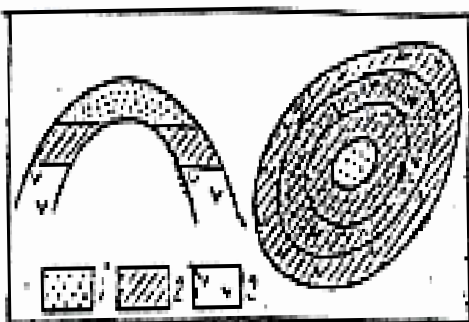
Сводовая нефтегазовая залежь

1 – газ; 2 – нефть; 3 – вода;



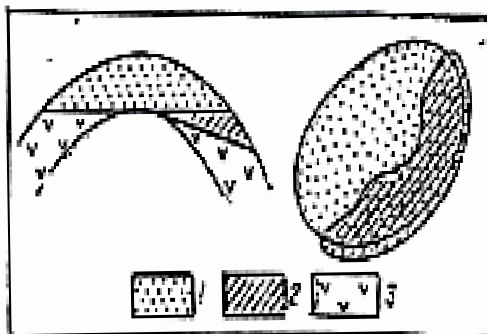
Тектоническая экранированная залежь

1 – нефть; 2 – вода;



Пластовая нефтегазовая залежь
с крышевой нефтяной залежью

1 – газ; 2 – нефть; 3 – вода;



Нефтегазовая залежь с нефтяной
оторочкой

1 – газ; 2 – нефть; 3 – вода;

Рис. 4.6. Типы нефтяных и газовых залежей

–литологические залежи нефти, имеющие хорошую связь с краевыми водами.

К залежам нефти с ограниченной пластовой энергией следует отнести залежи, в которых из-за низкой проницаемости коллектора или литологической его изменчивости, наличия дизъюнктивных нарушений, приводящих к экранированию залежи, не проявляется активность пластовых вод.

4.6. Оценка запасов нефти и нефтяного газа.

Запасы нефти и газа разделяются на две группы: балансовые и забалансовые. Первые – извлекаемые из недр при наиболее полном и рациональном использовании современной техники. Вторые - не извлекаемые из недр, а также те, которые вследствие низкого качества нефти и газа, малой производительности скважин, ограниченности запасов или особой сложности условий эксплуатации не могут быть введены в разработку в настоящее время, но могут рассматриваться как объект для промышленного освоения в дальнейшем. Согласно приказу МПР России № 126 от 07.02.2001 г. запасы нефти и газа по степени изученности месторождений подразделяют на категории: А;В; С₁; С₂; С₃; Д_{1л};Д₁;Д₂ [12].

Категория **А** – полное выяснение формы и размеров залежи, определена эффективная мощность нефтегазоносного пласта, качественный и количественный состав нефти и газа. Запасы категории А подсчитываются по залежи, разбуренной в соответствии с утвержденным проектом разработки месторождения нефти и газа.

Категория **В** – нефтегазоносность обнаружена в результате промышленных притоков нефти и газа и на основании благоприятных показателей промыслово-геофизических исследований и керна. Все параметры и особенности залежи, определяющие условия ее разработки, изучены в степени, достаточной для составления проекта разработки залежи.

Запасы категории В подсчитываются по залежи (ее части), разбуренной в соответствии с утвержденной технологической схемой разработки месторождения нефти или проектом опытно-промышленной разработки месторождения газа.

Категория С₁- запасы залежи (ее части), нефтегазоносность которой установлена на основании промышленных притоков нефти или газа (часть скважин опробована испытателем пластов) и положительных результатов геологических и геофизических исследований в неопробованных скважинах. Продуктивность скважин, гидропроводность и пьезопроводность пласта, пластовые давления, температура, дебиты нефти, газа и конденсата изучены по результатам испытания и исследования скважин. Гидрогеологические и геокриологические условия установлены по результатам бурения скважин и по аналогии с соседними разведанными месторождениями. Запасы категории С₁ подсчитываются по результатам геолого-разведочных работ и эксплуатационного бурения и должны быть изучены в степени, обеспечивающей получение исходных данных для составления технологической схемы разработки месторождения нефти или проекта опытно-промышленной разработки месторождения газа.

Категория С₂ - запасы залежи (ее части), наличие которых обосновано данными геологических и геофизических исследований: в неразведанных частях залежи, примыкающих к участкам с запасами более высоких категорий; в не опробованных залежах разведанных месторождений. Запасы категории С₂ используются для определения перспектив месторождения и планирования геолого-разведочных работ, они частично используются для составления проектных документов для разработки залежей.

Категория С₃ – перспективные ресурсы нефти и газа, подготовленных для глубокого бурения ловушек, находящихся в пределах нефтегазоносного района.

Категория Д_{1.л}; Д₁; Д₂– прогнозные ресурсы нефти и газа. Количественная оценка прогнозных ресурсов производится по

предположительным параметрам на основе общих геологических представлений и по аналогии с другими, более изученными регионами. Значение балансовых запасов для планирования добычи, проектирования и капиталовложений в промысловое и промышленное строительство определяется следующими положениями: планирование добычи из действующих скважин производится на основании запасов категории А, планирование капвложений в промысловое строительство производится на основании запасов категории А + В, планирование капиталовложений в промышленное строительство и составление проектов разработки производится на основании запасов категории А + В + С₁, запасы категорий С₂ и С₃ служат для обоснования перспективных планов развития промышленности и планов капиталовложений по детальным геолого-разведочным работам.

4.7. Методы подсчета запасов нефти, газа и газоконденсата

Классификация запасов месторождений нефти и газа устанавливает принципы подсчета и учета запасов нефти и газа в недрах, а также принципы определения подготовленности запасов для промышленного освоения в зависимости от степени изученности месторождений. При подсчете запасов нефти применяют объемный метод и различные его варианты, статистический и метод материальных балансов. Рассмотрим только наиболее распространенный объемный метод. При применении объемного метода используют следующую известную формулу для подсчета извлекаемых запасов [16]:

$$Q = F \cdot h \cdot m \cdot \beta \cdot \eta \cdot \gamma \cdot \delta \quad (4.1.)$$

где Q – промышленные запасы нефти в т;

F – площадь нефтеносности в м²;

h – эффективная нефтенасыщенная толщина пласта в м;

m – коэффициент эффективной пористости;

β – коэффициент нефтенасыщения;

η – коэффициент нефтеотдачи;

γ – удельный вес нефти (при стандартных условиях);

δ – пересчетный коэффициент (учитывающий усадку нефти).

Нахождение коэффициентов в правой части формулы (4.1) подробно изложено в литературе, приведенной в конце пособия [13]. Напомним лишь, что коэффициент нефтеотдачи - это отношение объема нефти, которая может быть извлечена на поверхность при данном способе разработки (эксплуатации), к объему нефти (приведенному к поверхностным условиям), первоначально содержащейся в недрах.

Подсчет запасов газа производят как объемным методом, так и методом по падению давления. Объемный метод подсчета запасов газа широко применяется вследствие своей простоты, а также потому, что необходимые для него параметры можно получить в процессе разведки при пробной эксплуатации залежи газа. Объемная формула для подсчета извлекаемых запасов газа имеет следующий вид [16]:

$$V = F \cdot h \cdot m \cdot f \cdot (P_a - P_0 \cdot a_0) \cdot \eta_g \cdot \beta_g, \quad (4.2.)$$

где V – промышленные запасы газа в m^3 ;

F – площадь газоносности в m^2 ;

h – толщина газоносного пласта в м;

m – поправка на температуру для приведения объема газа к стандартной температуре;

η_g – коэффициент газоотдачи;

β_g – коэффициент газонасыщения;

a и a_0 – поправки на отклонение углеводородных газов по закону Бойля-Мариотта для давлений P и P_0 ;

Коэффициент газоотдачи для залежей, разрабатываемых в условиях режима, близкого к газовому, может достигать 0,8 – 0,9, а для залежей с активным упруго – водонапорным режимом – 0,7 – 0,8.

Среднее пластовое давление в газовой скважине можно вычислить по барометрической формуле Лапласа – Бабине:

$$P = P_y \cdot e^s,$$

где e – основание натуральных логарифмов, равное 2,7183.

Для скважин глубиной до 2000 м пластовое давление в газовой скважине можно вычислить по формуле:

$$P_{пл} = P_y \cdot \left(2 + \frac{s}{2} - s \right),$$

где P_y – устьевое давление, $s = 0,03415 \frac{dL}{zT_{cp}}$, где $d = \rho_{г/рв}$ – относительная плотность газа по воздуху, z – коэффициент сжимаемости, T – средняя температура газа в скважине, $T_{cp} = (T_{пл} + T_y) / 2$, L – глубина скважины.

При значительном содержании в газе конденсата или воды пластовое и забойное давление следует определять только глубинным манометром. Балансовые запасы газа, растворенного в нефти, для нефтяных залежей с водонапорным режимом определяются только по балансовым запасам нефти с учетом газового фактора; с другими режимами, где коэффициент газоотдачи больше коэффициента нефтеотдачи – по сумме балансовых и забалансовых запасов нефти.

$$V_0 = Q_b \cdot r_0 + Q_{заб} \cdot (r_0 - q) - Q_{п} \cdot P_{ост}, \quad (4.3.)$$

где, Q_b – балансовые запасы нефти;

$Q_{заб}$ – забалансовые запасы нефти;

$Q_{п}$ – балансовые запасы нефти при пластовых условиях;

r_0 – средневзвешенный первоначальный газовый фактор;

q – остаточное количество газа при остаточном пластовом давлении;

$P_{ост}$ – остаточное пластовое давление к концу разработки.

Подсчет запасов газа по методу падения давления применяют для пластов, в которых первоначальный объем пор, занятый газом, не изменяется в процессе эксплуатации. Формула подсчета запасов по методу падения давления основана на предположении о постоянстве количества извлекаемого газа на 1 Па (МПа) падения давления во все периоды разработки газовой залежи.

$$V = (Q_2 - Q_1) \cdot (P_2 \cdot a_2 - P_1 \cdot a_1) / (P_1 \cdot a_1 - P_2 \cdot a_2) \quad (4.4.)$$

где, Q_1 и P_1 – соответственно объем добытого газа и давление на начало разработки;

Q_2 и P_2 – на дату вычисления объема газа;

a – поправка на отклонение от закона идеальных газов при давлениях P_1 и P_2 .

Объем конденсата в газоконденсатных залежах определяют точно так же, как объем попутного газа на нефтяных месторождениях. С помощью глубинных проб определяется конденсатный фактор – сколько см³ конденсата приходится на один м³ газа. Затем конденсатный фактор умножают на балансовые запасы газоконденсатного месторождения.

Глава 5. Строительство нефтяных и газовых скважин

5.1. Понятие о строительстве скважин

Традиционно нефтяники вместо выражения «строительство скважин» используют выражение «бурение скважин», хотя бурение является только частью цикла строительства скважины. В процессе строительства скважины из блоков монтируется буровой станок, производится бурение ствола скважины от устья до забоя, после бурения - цикл геофизических исследований, затем спускаются обсадные колонны, производится их цементирование, оборудуются забой и устье скважины. Весь цикл строительства эксплуатационной скважины заканчивается ее освоением, т.е. вызовом притока нефти или газа.

Скважина - это цилиндрическая горная выработка незначительного диаметра, большой глубины, предназначенная для подъема жидкости или газа на поверхность. Строительство нефтяных и газовых скважин ведется в соответствии с теми же нормативными актами, положениями, которые

присущи любым строящимся народнохозяйственным объектам. Для составления проекта на строительство скважин привлекается проектная организация, имеющая лицензию на право проектных работ на строительство нефтяных или газовых скважин. Кроме проекта, перед началом бурения скважины составляют геолого-технический наряд, где указывается проектный разрез, конструкция скважины. Конструкция скважины должна обеспечить: [20]

- прочность и долговечность крепления стенок скважины;
- изоляцию проходимых газоносных, нефтеносных и водоносных горизонтов друг от друга, а также от намеченного эксплуатационного объекта;
- успешное бурение до проектной глубины и возможность осуществления намеченной системы разработки месторождения;
- возможность применения запроектированного способа и режима эксплуатации.

Основным документом бурящейся скважины является буровой журнал, который обычно заполняет буровой мастер. Так как скважина является очень дорогостоящим объектом, в последнее время за буровой закрепляют ответственного инженерно-технического работника от заказчика. Современный способ строительства скважины – это сложный технико-технологический процесс состоящий из цепи звеньев и включает ряд операций:

- строительство буровой установки;
- спуск бурильных труб с породоразрушающим инструментом в скважину;
- разрушение породы в забое;
- вынос разрушенной породы из скважины;
- подъем бурильных труб из скважины для замены изношенного долота;
- крепление скважины обсадными колоннами и тампонирующим материалом.

Различают несколько способов воздействия на горные породы при бурении скважин. Наиболее распространенный способ вращательный. К редко применяемым способам относятся ударный, вибрационный, взрывной, гидродинамический, термический. По приводу породоразрушающего инструмента – роторный, турбинный, электрический, комбинированный. Для бурения нефтяных и газовых скважин в России применяют только вращательный метод.

Распространенными способами бурения являются: роторное, турбинное, бурение электробуром, винтовыми двигателями.

При роторном способе бурения долото вращается вместе с колонной бурильных труб с приводом на устье скважины. При бурении скважин с помощью забойных двигателей долото соединяется с вращающимся валом этого двигателя. Разбуриваемая порода выносится на поверхность с помощью жидкости, закачиваемой в бурильные трубы специальными поршневыми насосами. Жидкость вместе с породой выносится на дневную поверхность по кольцевому пространству между стенками скважины и колонной бурильных труб.

При турбинном бурении закачиваемая в бурильные трубы жидкость вращает с помощью колес долото и одновременно выносит на поверхность разбурированную породу. Через желобную шламовую систему порода отделяется от жидкости и снова подается на прием буровых насосов, т. е. создается циркуляционная система. По мере углубления долота на забое скважины с помощью резьбового соединения бурильная колонна наращивается и процесс продолжается до запланированной глубины. При очередном износе долота происходит полное извлечение колонны бурильных труб, долото заменяется и колонна бурильных труб спускается до забоя. На рис. 5.1 и 5.2. представлены конструкция скважины и схема буровой установки.

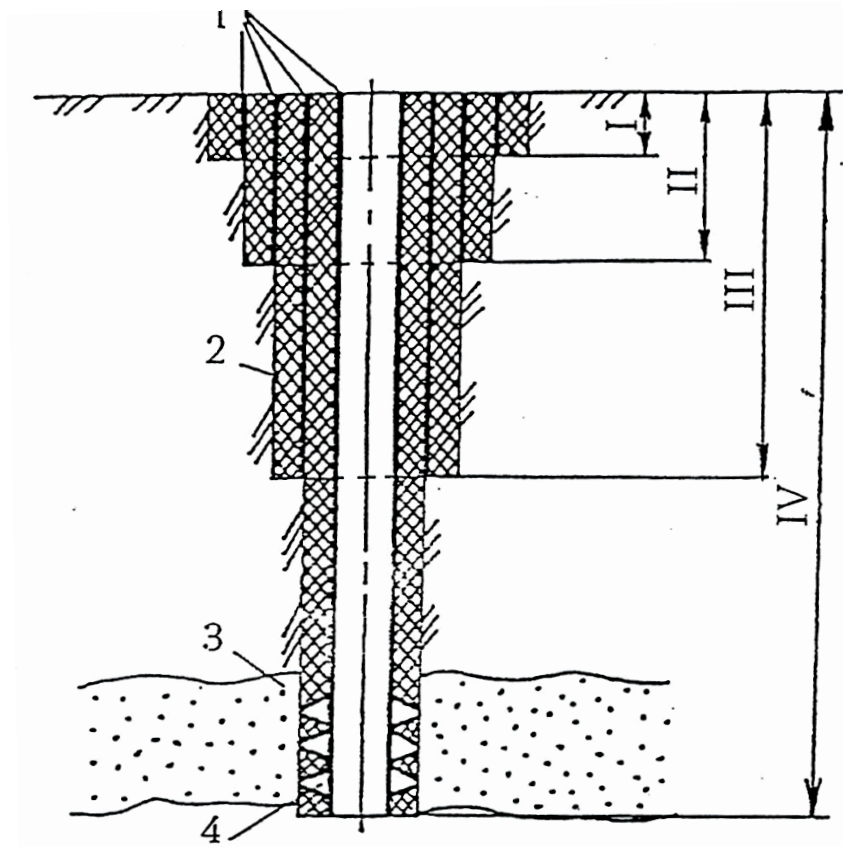


Рис.5.1. Конструкция скважины

1 - обсадные трубы, 2 - цементный камень, 3 - пласт, 4 - перфорация в обсадной трубе и цементном камне, I - направление, II- кондуктор, III- промежуточная колонна, IV - эксплуатационная колонна.

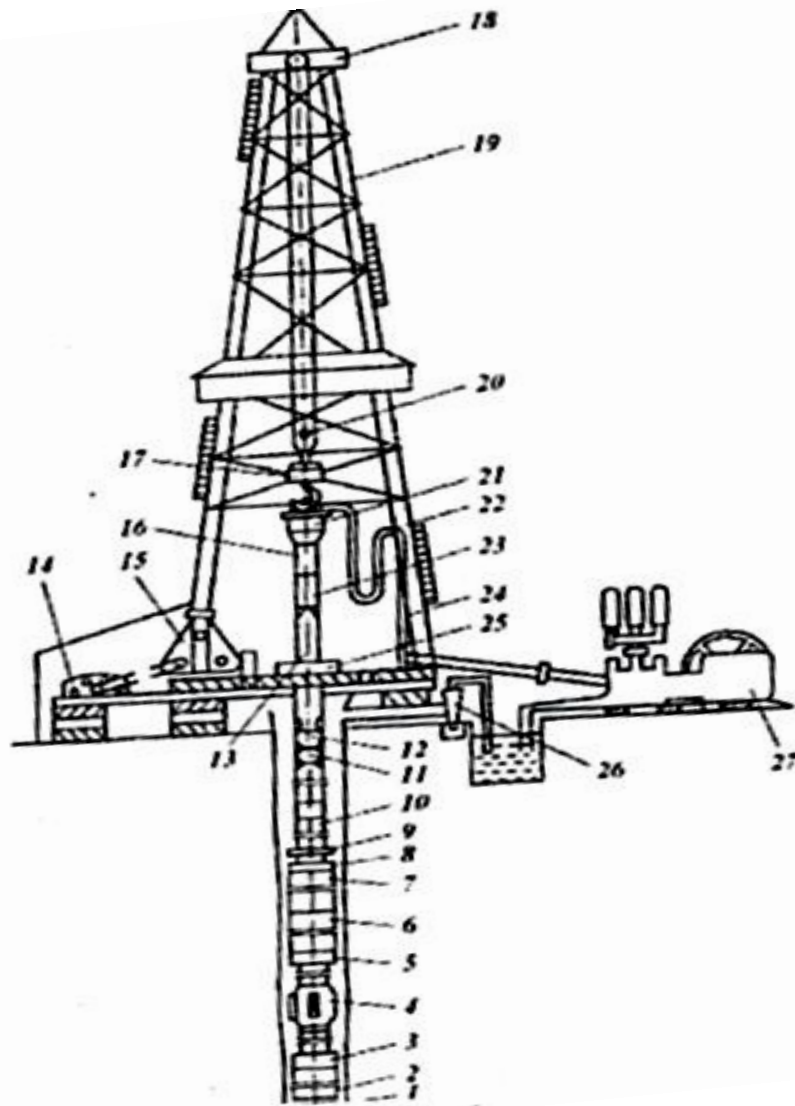


Рис.5.2. Схема буровой установки

1- долото, 2- наддолотная утяжеленная бурильная труба, 3- переводник, 4- центратор, 5- муфтовый переводник, 6,7- утяжеленные бурильные трубы, 8- переводник, 9 - предохранительное кольцо, 10 - бурильные трубы, 11-- предохранительный переводник, 12,23- переводники буоильные, нижний и верхний, 13 - ведущая труба, 14 - редуктор, 15 - лебедка, 16 - переводник вертлюга, 17- крюк, 18 - кронблок, 19 - вышка, 20 - талевый блок, 21- вертлюг, 22 - шланг, 24 - стояк, 25 - ротор, 26 - шламоотделитель, 27- буровой насос.

Направление – устанавливается с целью перекрытия верхних неустойчивых четвертичных отложений.

Кондуктор – устанавливается с целью разобщения верхнего интервала разреза горных пород, изоляции газодинамических проявлений и пресноводных горизонтов от загрязнения, монтажа противовыбросного оборудования и подвески последующих колонн.

Эксплуатационная колонна – спускается на всю длину скважины для разобщения продуктивных горизонтов и для подъема продукции на поверхность, в нагнетательных скважинах для закачки воды в продуктивные пласты. При эксплуатации скважин внутри эксплуатационной колонны производят различные технологические операции: замена насосного оборудования, установка пакера, различные способы воздействия на призабойную зону (гидроразрыв, кислотные, тепловые обработки и т.д.).

Перед спуском эксплуатационной колонны на скважине производится комплекс геофизических работ с целью:

- выявить нефтеносные пласты;
- установить фактическую глубину их залегания;
- выявить эффективные толщины;
- предварительно оценить коллекторские свойства намеченного к испытанию интервала.

После цементирования эксплуатационной колонны и схватывания цемента проводят перфорационные работы, затем оборудуют устье скважины, устанавливают фонтанную или другую арматуру. Вызов притока нефти или газа является завершающим этапом при строительстве скважины. В последнее время буровые предприятия сдают скважины «под ключ», т.е. в работающем положении. Если скважина не запускается фонтанным способом, то буровое предприятие устанавливает станок – качалку или спускает в скважину УЭЦН. Скважина сдается предприятию, эксплуатирующему нефтяное или газовое месторождение, в рабочем состоянии и с полученной продукцией.

5.2. Оборудование забоя и устья скважины

Забоем обычно называют часть скважины в интервале вскрытия продуктивного пласта. В зависимости от литологических и физических свойств продуктивных пластов выбирают конструкции забоев скважин. Забои скважин оборудуют таким образом, чтобы сохранить естественные фильтрационные характеристики породы продуктивного пласта и обеспечить:

- устойчивость ствола скважины;
- разобщение пропластков, насыщенных разными по составу и свойствам нефти и газа;
- возможность проведения исследовательских работ в интервалах вскрытия продуктивного пласта;
- возможность проведения поинтервального воздействия на породу призабойной и удаленной зоны пласта;
- возможность проведения ремонтных работ;
- возможность возврата на вышележащие или нижележащие пласты;
- длительную и безопасную эксплуатацию скважины на оптимальных технологических режимах работы;
- охрану недр.

Устьевое оборудование скважин предназначено для герметизации трубного и затрубного пространства, направления добываемой жидкости в систему нефтесборного коллектора. С помощью устьевого оборудования осуществляется управление технологическими процессами и исследовательскими работами на скважине. В зависимости от давления, способа добычи продукции, количества колонн, назначения скважины выбирается соответствующая обвязка устья. Например, для газовой скважины устанавливается специальное устьевое оборудование. Конструкции устьев скважин показаны на рис. 5.3.

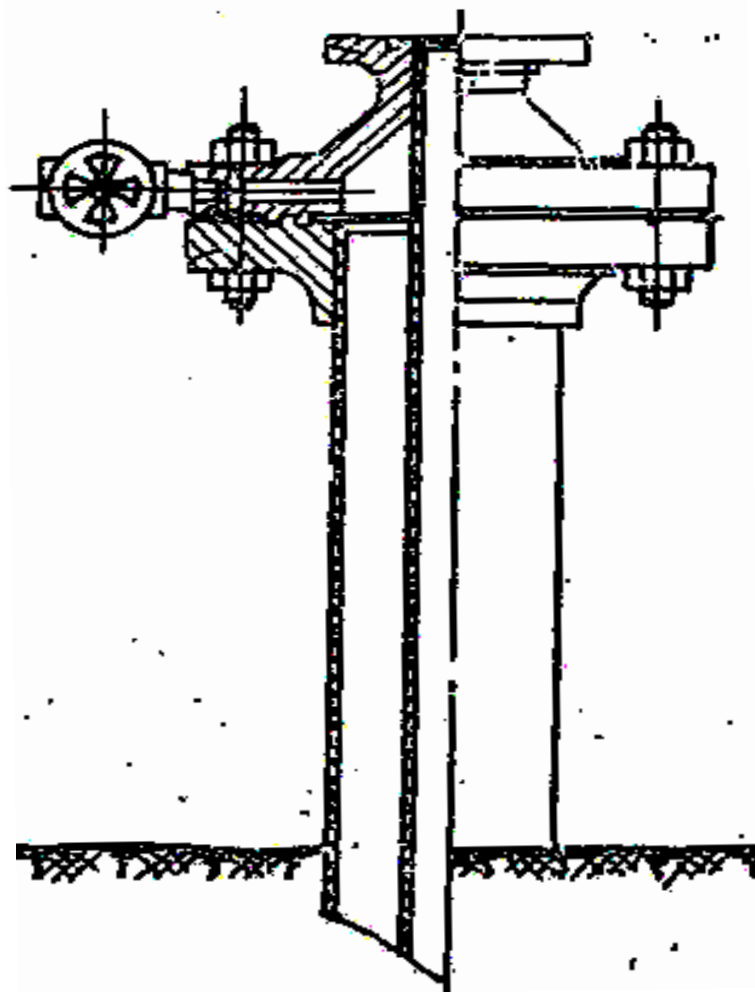


Рис. 5.3. Колонная головка для обвязки двух колонн

Забои скважин оборудуются различными способами. Когда скважину заканчивают бурением и оставляют продуктивный пласт без эксплуатационной колонны, такие скважины называют совершенными. Несовершенной скважиной считается скважина, обсаженная колонной или различными фильтрами. На рис. 5.4. показаны различные конструкции забоев скважин. При варианте открытого забоя обсадную колонну цементируют до кровли нефтяного пласта (рис. 5.4.а). Такая конструкция допустима, если продуктивный пласт сложен плотными породами и в продуктивной зоне нет газоносных и обводненных пропластков. Конструкции забоев скважин, показанные на рис. 5.4 а, б, в, д редко применяют на практике. К сожалению,

90 % скважин цементируют обсадную колонну до подошвы нефтяного пласта, затем перфорируют в запланированном интервале. В некоторых учебниках до сих пор рекомендуется торпедная или пулевая перфорация, которая давно не применяется в нефтегазодобывающих предприятиях. Наиболее распространен способ перфорации, в том числе в Пермском крае, кумулятивным перфоратором. Кумулятивный перфоратор «пробивает» отверстие в обсадной колонне и цементном кольце с помощью газов сгоревшего пороха и расплавленной медной заглушки. Недостаток такого способа перфорации заключается в том, что из-за высокой температуры спекается порода за цементным кольцом и небольшое проникновение отверстия (20-25 см.) в продуктивный пласт. Более эффективным способом перфорирования колонны является способ пескоструйной перфорации, когда отверстия в колонне прорезаются смесью воды с песком, в данном варианте глубина проникновения в пласт достигает более одного метра и нет спекания породы. В зарубежной практике (Норвегия) практически 100 % скважин, эксплуатационные колонны которых перфорируются с помощью сверления, в этом случае глубина проникновения в пласт достигает от 5 до 15 метров.

Сотрудниками института «ПермНИПИнефть» разработан и внедрен дисковый перфоратор, который прорезает колонну в зоне продуктивного пласта в виде щелевых отверстий.

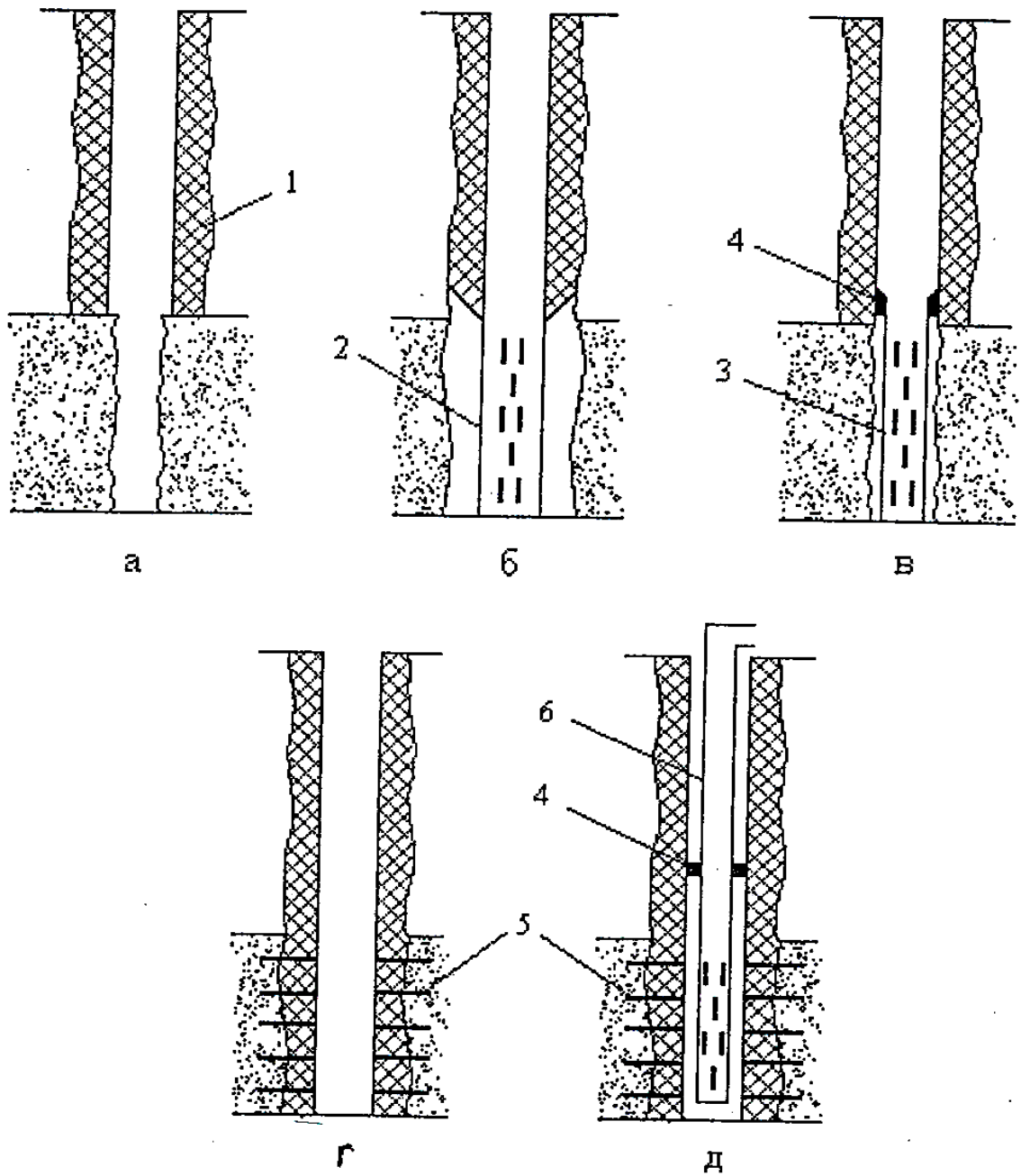


Рис. 5.4. Конструкция забоя скважин

А – открытый забой без фильтра; б, в – открытый забой с фильтром, г – закрытый перфорированный забой без фильтра, д – закрытый перфорированный забой с фильтром.

1– цементное кольцо, 2- фильтр (нецементированная нижняя часть обсадной эксплуатационной колонны с отверстиями), 3– фильтр (хвостовик), 4-пакер, 5- перфорационные каналы, 6 – НКТ.

5.3. Классификация скважин

Скважины подразделяются на следующие категории: опорные, параметрические, поисковые, разведочные, эксплуатационные, нагнетательные, поглощающие и другие специальные скважины. Опорные и параметрические скважины строятся с целью изучения глубинного строения слагающих пород и уточнения перспектив нефтегазоносности. Поисковые и разведочные скважины строятся с целью открытия новых нефтяных и газовых месторождений, получения необходимых исходных данных по оценке запасов.

Основной категорией скважин на месторождении являются эксплуатационные скважины, посредством которых добывается на поверхность нефть или газ. К этой же категории относятся нагнетательные скважины, они служат для закачки в продуктивные пласты различных компонентов, чтобы поддерживать энергетическое состояние эксплуатируемых залежей. Специальные скважины бурят для сброса промышленных вод, при аварийных ситуациях, для нефти – и газохранилищ и для других целей.

5.4. Освоение нефтяных и газовых скважин

Освоение скважины – это комплекс технологических работ по: вызову притока из пласта, восстановлению проницаемости породы прискважинной зоны пласта, установлению технологического режима эксплуатации скважины. К числу основных факторов, затрудняющих приток нефти к забою скважины, относятся:

- большое противодавление на забой;
- неоднородность строения продуктивного коллектора;
- засоренность фильтра;
- инфильтрация в пласт воды при некачественном промывочном растворе.

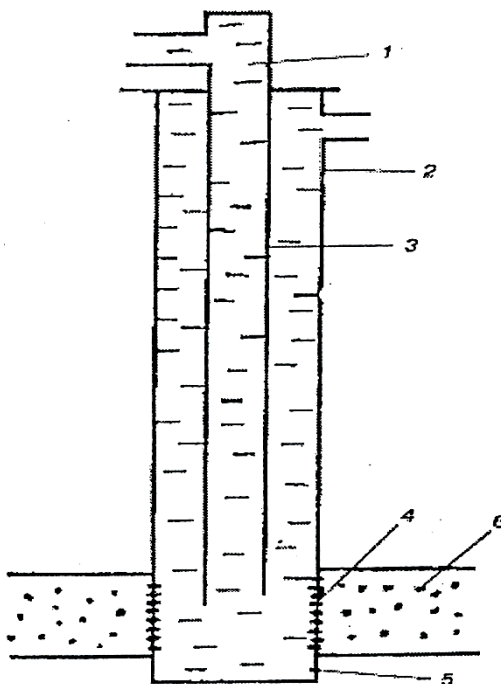
Перед вызовом притока на скважине должна быть собрана и установлена устьевая арматура, проведены все коммуникации и

смонтированы емкости для сбора выливающейся из скважины продукции.

Вызов притока нефти может осуществляться путем:

- снижения забойного давления при постепенной замене в стволе скважины глинистого раствора водой, а затем нефтью;
 - аэрация промывочной жидкости (воды, нефти);
- дренажа скважины свабом;
- плавного запуска скважины компрессором;
 - проработка скважины струйным насосом (УОС-1; УОС-2).

При применении каждого из этих способов необходимо обеспечивать постепенное снижение забойного давления, особенно в неустойчивых породах. Резкие и большие депрессии приводят к разрушению слабоцементированных коллекторов, повреждению обсадных колонн, открытому фонтанированию и другим осложнениям. Схематическое изображение скважины перед вызовом притока показано на рис. 5.5.



1- устьевое оборудование, 2- обсадная эксплуатационная колонна, 3- колонна НКТ, 4- перфорированный забой, 5 - зумпф, 6- продуктивный пласт

Рис. 5.5. Схематическое изображение скважины перед вызовом притока

Глава 6. Процессы, происходящие при эксплуатации нефтяных и газовых залежей

6.1. Условия притока жидкости (газа), силы, двигающие нефть (газ) в пласте и препятствующие ее движению.

Нефтяной или газовый пласт представляет собой единую энергетическую систему, в которой влияние скважин распространяется не только на нефтегазоносную область, но и на окружающую водонапорную часть пласта. Еще недавно считалось, что влияние работающих скважин распространяется на сравнительно небольшой участок пласта, соответственно, считалось, что каждая из скважин имеет ограниченную область питания. Современные исследования показывают, что гидродинамическая связь между скважинами существует по всему пласту [5]. Приток жидкости или газа к забоям скважин происходит за счет разности давления между пластом и забоем. Источниками пластовой энергии являются энергия напора краевых и подошвенных пластовых вод, энергия сжатого свободного газа и газовой шапки, энергия газа, выделяющегося из нефти при уменьшении пластового давления ниже давления насыщения, энергия упругости сжатых пород и жидкостей и энергия самой нефти за счет сил гравитации.

Наиболее эффективным является водонапорный режим, когда пласт, в котором находится нефть, выходит на дневную поверхность с отметкой выше отметки расположения нефтяной скважины (рис. 6.1).

Если в верхней части нефтяного пласта имеется свободный газ, то эта часть продуктивного пласта называется газовой шапкой и нефть двигается к скважине за счет расширения газа, который давит на нефтяную часть пласта.

Практически во всех нефтяных залежах в нефти растворено какое-то количество газа, в одних меньше, в других больше. При снижении давления в прискважинной зоне ниже давления насыщения, а давление насыщения

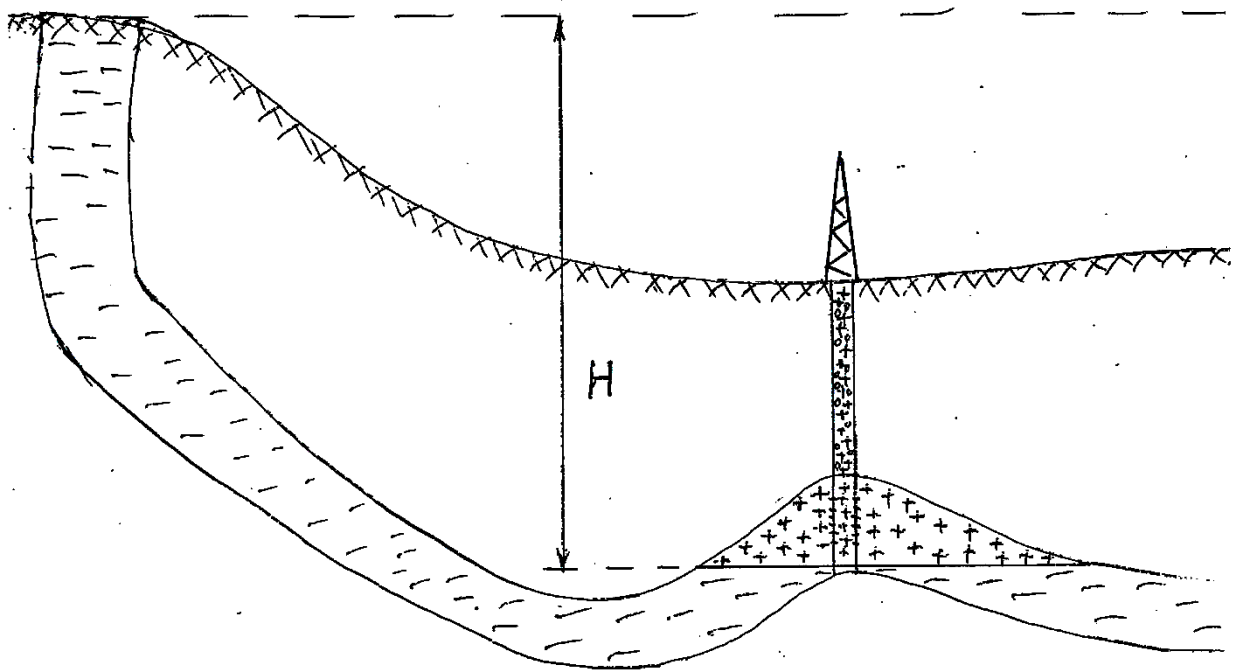


Рис.6.1. Расположение пласта при водонапорном режиме

это такое давление, при котором из нефти начинают выделяться первые пузырьки газа, газ проталкивает нефть к забою скважины. Такой режим называется режимом растворенного газа. Запасом энергии обладает и упругая система породы, нефти и подстилающей воды. Профессор В.Н. Щелкачев, разработавший теорию упругого расширения и перемещения жидкости в упругой пористой среде, ввел понятие «коэффициент упругости залежи». Этот коэффициент показывает, какую долю объема породы составляет объем жидкости, полученной из нее в результате упругости породы и самой жидкости при снижении давления на одну единицу. После снижения давления в прискважинной зоне и пласте порода, нефть и вода, расширяются, увеличивая свой объем, что способствует выталкиванию нефти к забою скважины. Такой режим называют упругим. Иногда энергия упругости пластовой водонапорной системы достигает больших значений. Если обозначить удельный упругий запас залежи, т.е. объем жидкости, который может быть получен из единицы объема породы за счет упругости породы и самой жидкости при снижении давления на одну единицу, через β ,

то весь упругий запас залежи при падении в ней давления в среднем на ΔP будет равен:

$$\Delta V_{ж} = \beta \cdot V \cdot \Delta P,$$

где V – объем залежи, $\Delta V_{ж}$ – «упругий запас» жидкости в объеме залежи при перепаде давления ΔP .

Величину удельного упругого запаса β называют коэффициентом упругоёмкости. Он зависит от упругости породы, жидкости и от пористости:

$$\beta = m \cdot \beta_{ж} + \beta_{п},$$

m – коэффициент пористости породы.

Если выше перечисленных видов энергии в пласте нет, то остается энергия свободного падения тела, т. е. гравитационный режим. Естественно, на практике не может действовать какой-то один режим. В зависимости от условий они действуют одновременно.

Пластовая энергия в процессе эксплуатации залежей расходуется на преодоление сил трения, возникающих между самими слоями жидкости и газа, трения жидкости и газа о породу, а также на преодоление капиллярно-молекулярных сил в пласте. Водонапорный и газонапорный режимы принято называть режимами вытеснения, а режимы растворенного газа, упругий режим и гравитационный – режимами истощения пластовой энергии.

6.2. Приток жидкости (газа) к скважинам

Скважины эксплуатируются или за счет пластовой (природной) энергии, или вводимой с дневной поверхности. В первом случае способ добычи жидкости будет называться фонтанным, во втором – механизированным.

Нефтяной или нефтегазовый пласт обладает природной энергией, обозначим ее через $\mathcal{E}_{пр}$. Подаваемую энергию с дневной поверхности обозначим через $\mathcal{E}_{пов}$. Для движения жидкости от забоя скважины до места сбора можно записать уравнением: $\mathcal{E}_{пр} + \mathcal{E}_{пов} = \mathcal{E}_1 + \mathcal{E}_2 + \mathcal{E}_3$,

где \mathcal{E}_1 – энергия, затраченная на подъем жидкости и газа от забоя до устья скважины;

\mathcal{E}_2 – энергия, расходуемая газо-жидкостной смесью при движении ее через устьевое оборудование (фонтанную арматуру);

\mathcal{E}_3 – энергия, затраченная при движении жидкости и газа по трубопроводу до сборной емкости;

Откуда берется природная энергия? Нефтяной или газовый пласт находится на определенной глубине и на него действует гидростатическое давление, равное

$$P_r = H \cdot \rho_{ж} \cdot g,$$

где H – глубина скважины, $\rho_{ж}$ – плотность жидкости, g – ускорение силы тяжести.

Внутри нефтяного или газового пласта жидкость и газ перемещаются за счет разности давлений на контуре месторождения и в прискважинной зоне, т.е. должно выполняться условие:

$$P_{пл} > P_{заб}.$$

Преобразуя уравнение (2.2) относительно расхода жидкости Q имеем:

$$Q = \frac{K \cdot F \cdot \Delta P}{\mu \cdot L}. \quad (5.1.)$$

Согласно рис. 6.2 боковая площадь фигуры (цилиндра) равна $F = 2 \cdot \pi \cdot r \cdot h$.

Заменим F на $2 \cdot \pi \cdot r \cdot h$, L на Δr получим дифференциальное уравнение:

$$Q = \frac{K \cdot 2\pi \cdot r \cdot h}{\mu} \cdot \frac{dP}{dr},$$

Разделим переменные:

$$dP = \frac{Q \cdot \mu}{K \cdot 2\pi \cdot h} \cdot \frac{dr}{r}.$$

Проинтегрировав обе половины равенства и решив уравнение относительно объемного расхода жидкости Q , получим дифференциальное уравнение Дюпюи притока жидкости к скважине:

$$Q = \frac{2\pi \cdot k \cdot h \cdot (P_{пл} - P_{заб})}{\mu \cdot \ln \frac{R_k}{r_c}} \quad (5.2)$$

где $P_{пл}$ и $P_{заб}$ – пластовое и забойное давление, R_k и r_c – радиус контура питания радиус скважины.

Таким образом, с помощью линейного закона Дарси и дифференциального уравнения Дюпюи теоретически обосновано движение жидкости в однородном пласте к забою скважины.

Далее жидкость должна подняться от забоя скважины к устью за счет собственной энергии пласта или поданной с поверхности, т.е. фонтанным или механизированным способом.

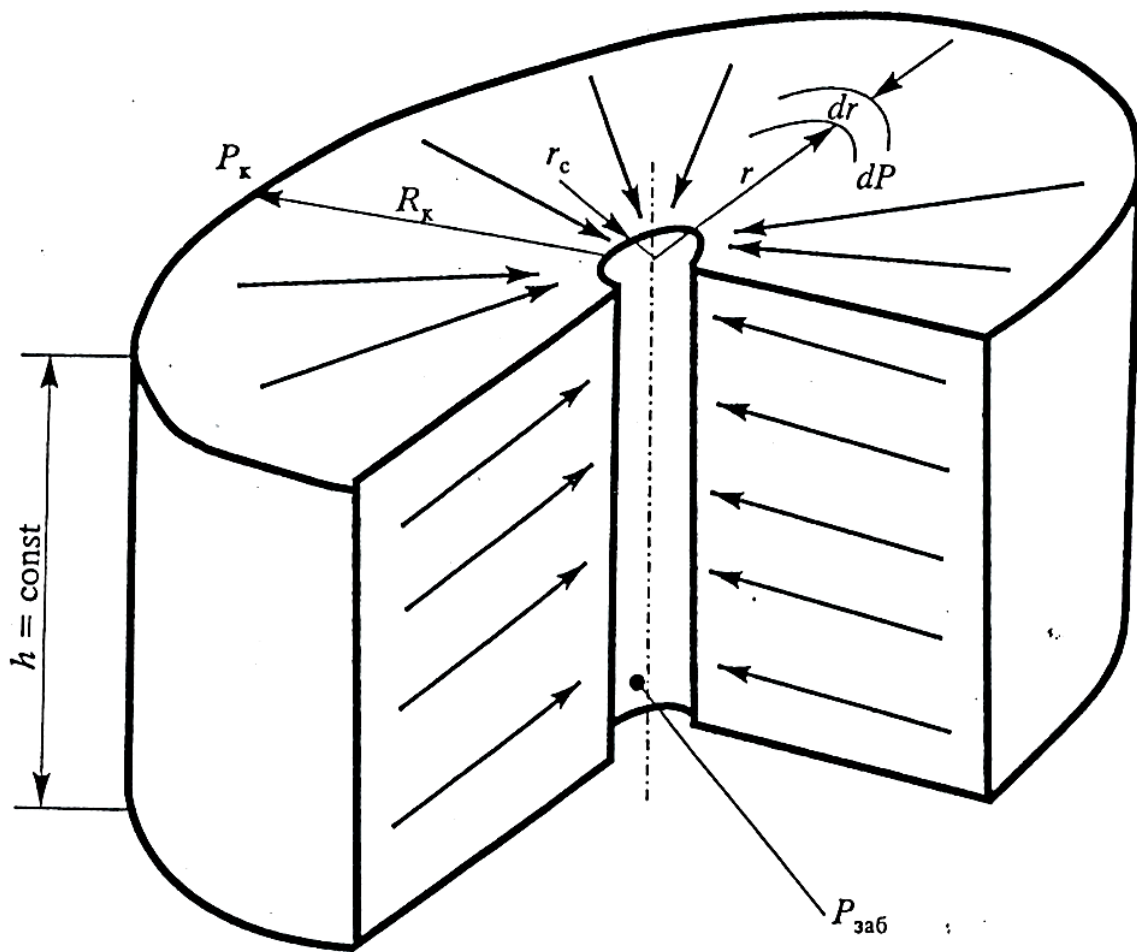


Рис. 6.2. К выводу уравнения Дюпюи

Глава 7. Способы эксплуатации нефтяных и газовых скважин

Нефтяные скважины эксплуатируются фонтанным и механизированным способом. Механизированный способ, в свою очередь, подразделяется на газлифтный и насосный способ.

Газовые скважины эксплуатируются только фонтанным способом.

7.1. Фонтанная эксплуатация нефтяных скважин

Фонтанирование может происходить за счет гидростатического столба жидкости в скважине или за счет растворенного газа. В первом случае фонтанирование называется артезианским при условии, когда устьевое давление больше давления насыщения $P_y \geq P_{нас}$. Фонтанирование за счет растворенного в нефти газа называется газлифтным, причем газлифтное фонтанирование может происходить при двух условиях. Первое условие, когда давление насыщения меньше забойного давления, но больше устьевого. Второе условие, когда давление насыщения больше забойного давления. В том и другом случае в насосно-компрессорных трубах поднимается на поверхность смесь газа с жидкостью, которая имеет меньшую плотность, чем плотность жидкости (рис. 7.1).

На практике фонтанирование происходит чаще всего под влиянием гидростатического напора и энергии расширяющегося газа совместно. Экономически целесообразно как можно дольше продлить сроки фонтанирования скважины, для этого нужно регулировать режим ее эксплуатации. Рациональное расходование пластовой энергии при оптимальном дебите позволит продлить безводный период работы скважины. При установлении технологического режима эксплуатационной скважины чаще всего на устье устанавливают штуцер. Размер отверстия в штуцере подбирают опытным путем в зависимости от забойного давления, давления насыщения, газового фактора, обводненности продукции, оптимального дебита.

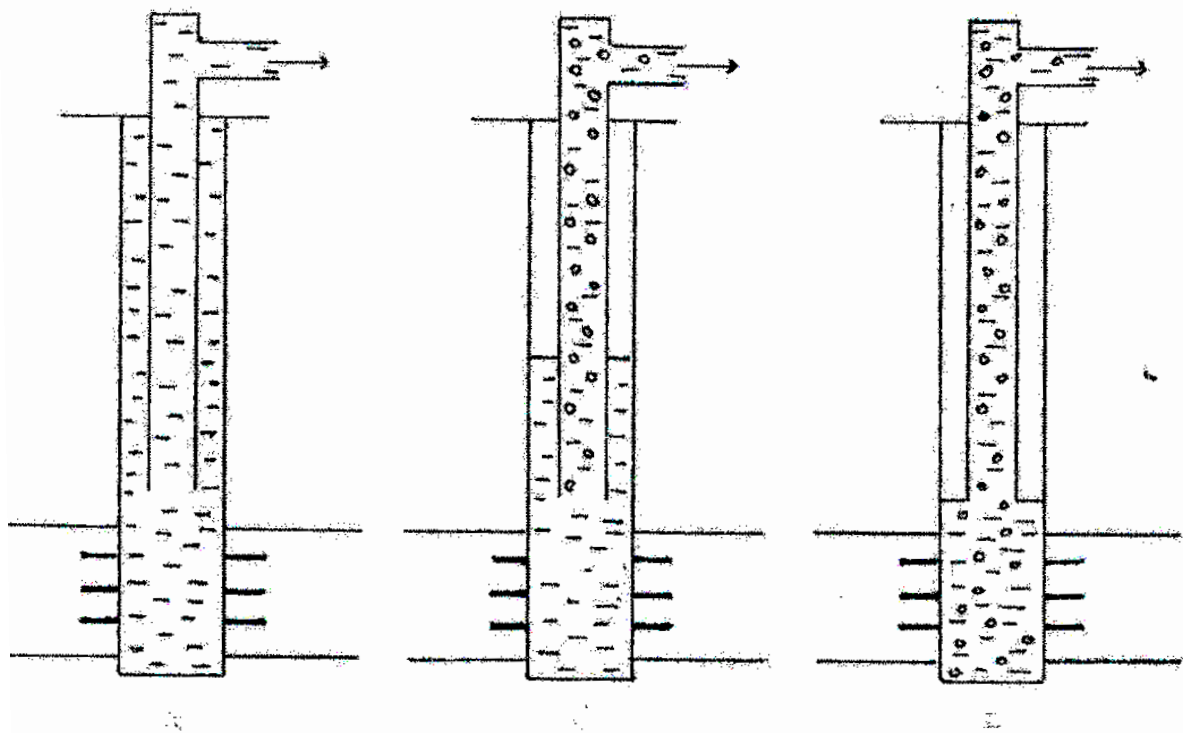


Рис.7.1. Типы фонтанных скважин

1 - артезианское фонтанирование, 2 - газлифтное фонтанирование $P_y < P_{нас}$, $P_{заб} > P_{нас}$, 3 - Газлифтное фонтанирование $P_{заб} < P_{нас}$.

P_y – давление на устье скважины, $P_{нас}$ – давление насыщения, $P_{заб}$ – давление на забое скважины.

Для фонтанного способа добычи нефти требуется простое наземное и подземное оборудование. Из подземного оборудования в скважину спускаются насосно-компрессорные трубы с воронкой на последней трубе для удобства спуска-подъема исследовательских приборов. В качестве наземного оборудования на устье скважины устанавливается фонтанная арматура. Насосно-компрессорные трубы (НКТ) являются рабочим инструментом при эксплуатации скважин. Эксплуатационная колонна, как правило, спускается в скважину, цементируется от забоя до устья и больше не поднимается на поверхность, поэтому все операции, связанные с

подземными работами выполняют с помощью НКТ. Это подъем жидкости и газа на поверхность, предохранение эксплуатационной колонны от износа и высокого давления, ремонтные и промывочные работы в скважине и т.д.

Колонна НКТ состоит из стальных бесшовных труб, соединенных между собой резьбовыми муфтами. Насосно-компрессорные трубы нормализованы по государственному стандарту ГОСТ 633–80. Условный диаметр труб составляет от 27 до 114 мм при толщине стенки от 3 до 8 мм. На практике наиболее часто применяются трубы диаметром 60 и 73 мм с внутренним диаметром соответственно 50,3 и 62 мм. Колонна насосно-компрессорных труб должна обеспечивать высокую герметичность, поэтому при свинчивании труб с муфтами следует применять смазку или другие уплотнители. Каждая труба на расстоянии 0,4–0,6 м от одного из концов должна иметь маркировку. На трубу наносят ударным способом или накаткой условный диаметр трубы в мм; группу прочности; толщину стенки в мм; товарный знак или наименование завода – изготовителя; месяц и год выпуска. Для всех способов эксплуатации скважин применяются одни и те же НКТ.

По конструкции заводами изготавливаются фонтанные арматуры: крестовые (рис. 7.2) и тройниковые (рис. 7.3) по ГОСТ 13846-89 с рабочим давлением от 14 до 140 МПа и проходным сечением от 50 до 150 мм.

Фонтанная арматура предназначена для подвески колонны насосно-компрессорных труб, герметизации межтрубного (затрубного) пространства, для эксплуатации, регулирования режима работы и ремонта скважины, для направления продукции скважины в выкидную линию.

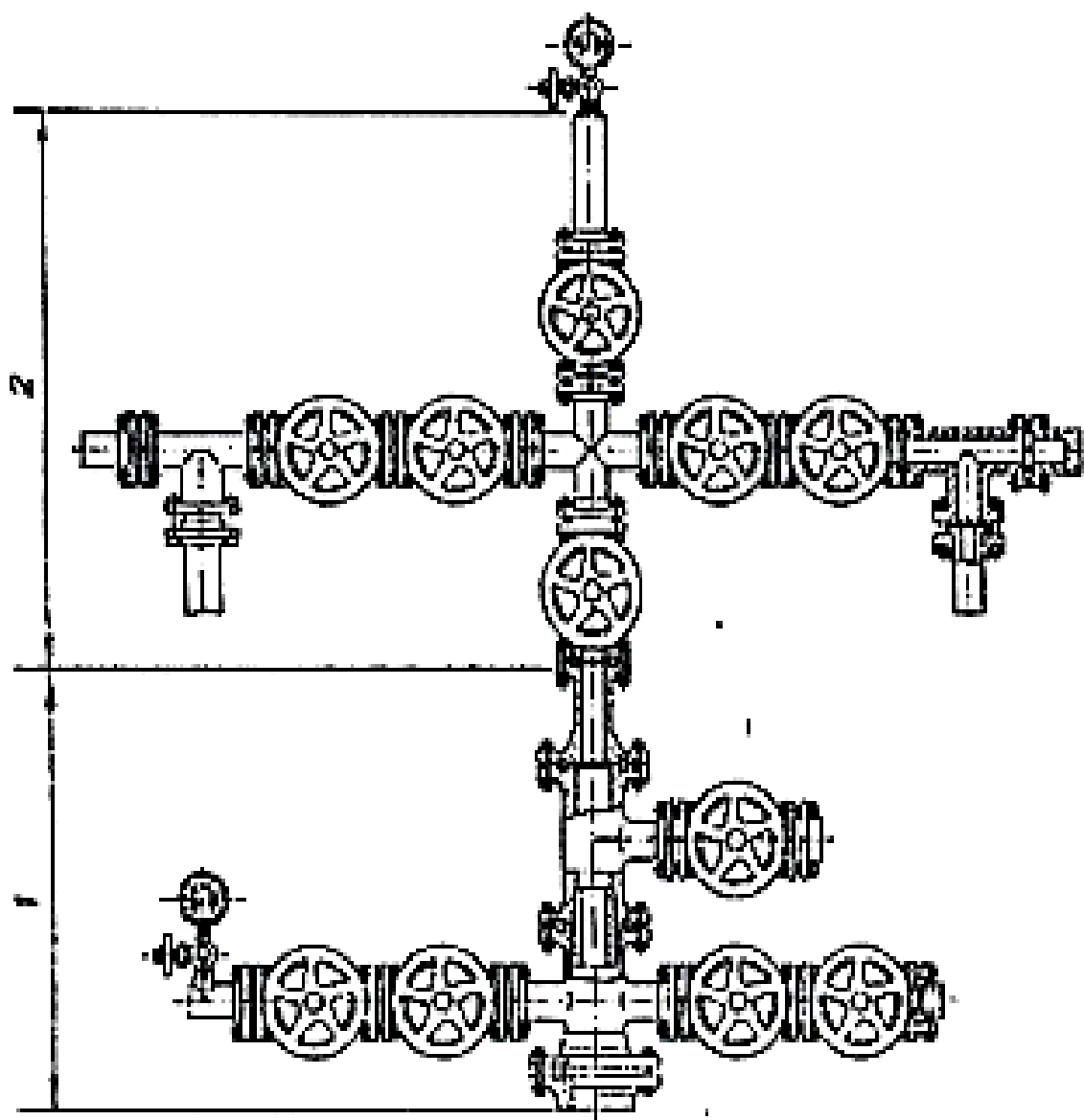


Рис.7.2. Схема крестовой фонтанной арматуры
1-трубная головка, 2-фонтанная елка.

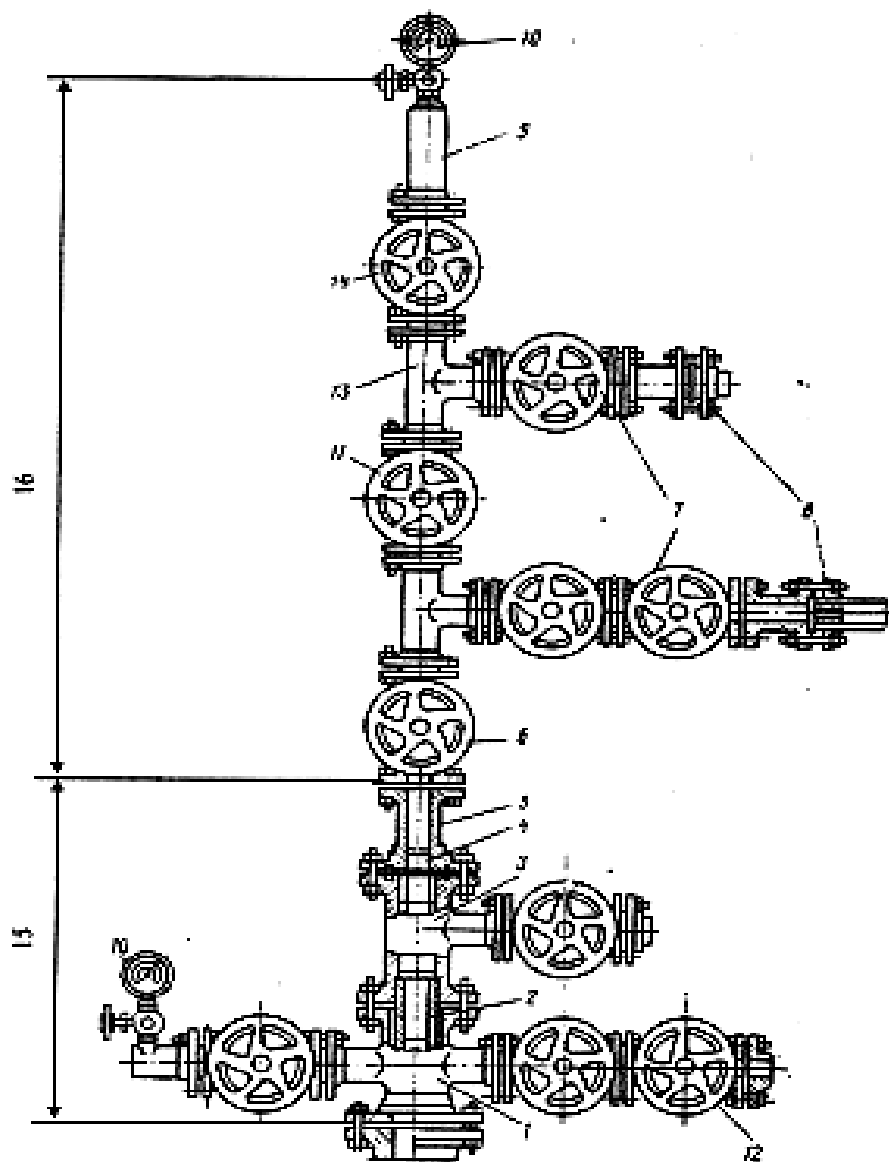


Рис.7.3. Схема тройниковой фонтанной арматуры

1-здвижки, 2-крестовина трубной головки, 4 - переводные втулки, 3 - тройник, 5 -стволовая катушка, 6 - центральная задвижка, 7 - задвижка выкидных линий, 8 - дроссели, 9 - буферный колпак, 10 – манометр, 11 – промежуточная задвижка, 12 – задвижка крестовины, 13 – тройники для выкидных линий, 14 – буферная задвижка, 15 – трубная головка, 16 – фонтанная елка.

Обслуживание фонтанных скважин осуществляется операторами добычи нефти и газа, имеющими соответствующее удостоверение. Оператор ведет наблюдение за показаниями регистрирующих приборов и за исправностью наземного оборудования. Все изменения, происходящие с задвижками, соединительными фланцами фонтанной арматурой, депарафинизационной установкой, контролирующими приборами, оператор заносит в вахтовый журнал. Самостоятельно оператор производит только те работы на скважине, которые определены должностной инструкцией.

7.2. Газлифтный способ эксплуатации нефтяных скважин

Газлифтный способ эксплуатации нефтяных скважин мало чем отличается от эксплуатации скважин фонтанным способом. Движение жидкости на поверхность при газлифте происходит не за счет естественной энергии нефтяного пласта, а за счет энергии компримированного компрессором газа, подаваемого в затрубное (межтрубное) пространство скважины. Несмотря на то, что данный способ прост в обслуживании скважин, очень удобен для подъема на поверхность больших объемов жидкости, эксплуатации скважин с высоким газовым фактором, он все меньше и меньше находит применение на практике. При газлифтном способе эксплуатации скважин требуются большие затраты на строительство компрессорных станций и высоконапорных газопроводов. В настоящее время газлифтным способом добывается не более 5 % нефти в России. Принципиальная схема работы газлифтных скважин показана на рис.7.4.

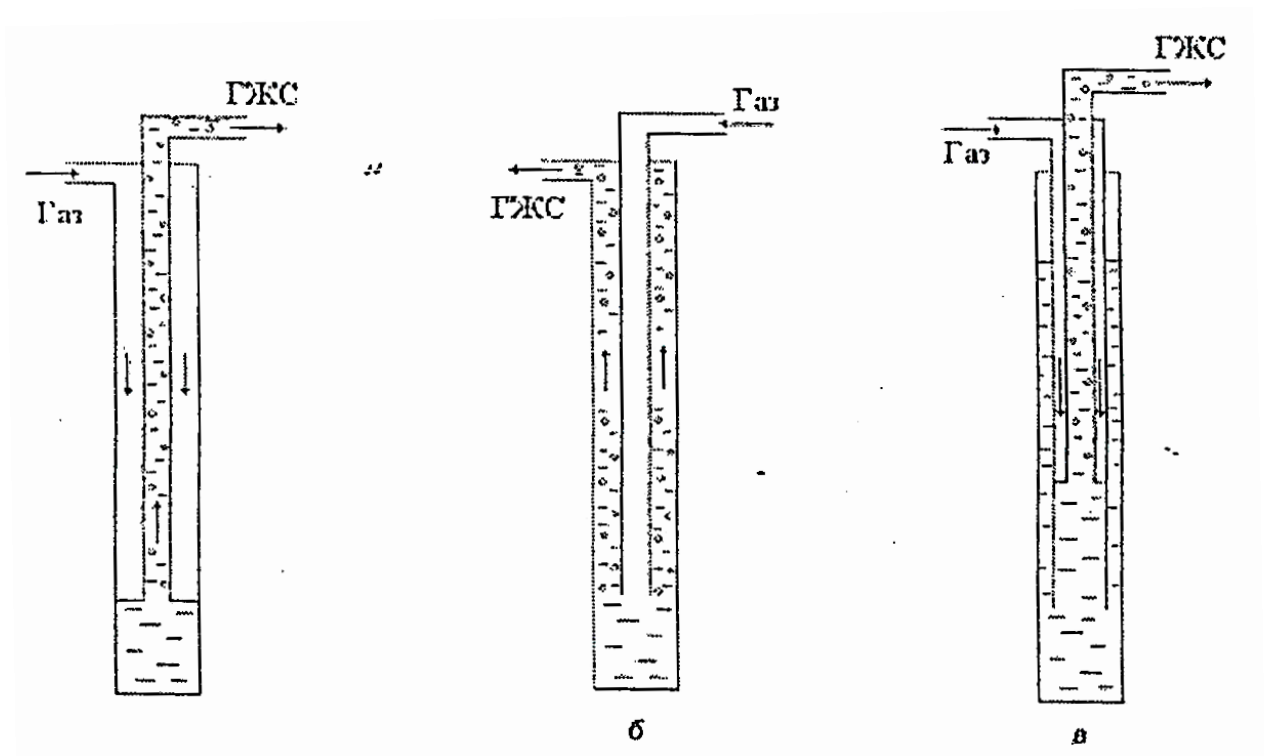


Рис. 7.4. Схемы газлифтных подъемников и системы подачи сжатого газа

- а – однорядный с кольцевой (обратной) подачей газа
- б – однорядный с центральной (прямой) подачей газа
- в – двухрядный с кольцевой (обратной) подачей газа

7.3. Эксплуатация нефтяных скважин оборудованных штанговыми скважинными насосами.

Эксплуатация скважин штанговыми насосами - это один из основных способов добычи нефти, как в России, так и за рубежом. Несмотря на металлоемкость наземного сооружения (станок-качалка), в целом штанговая насосная установка проста. Штанговый насос представляет собой плунжерный насос специальной конструкции с приводом от станка-качалки через колонну штанг, рис. 7.5. Оборудование устья скважины представлено на рис. 7.6.

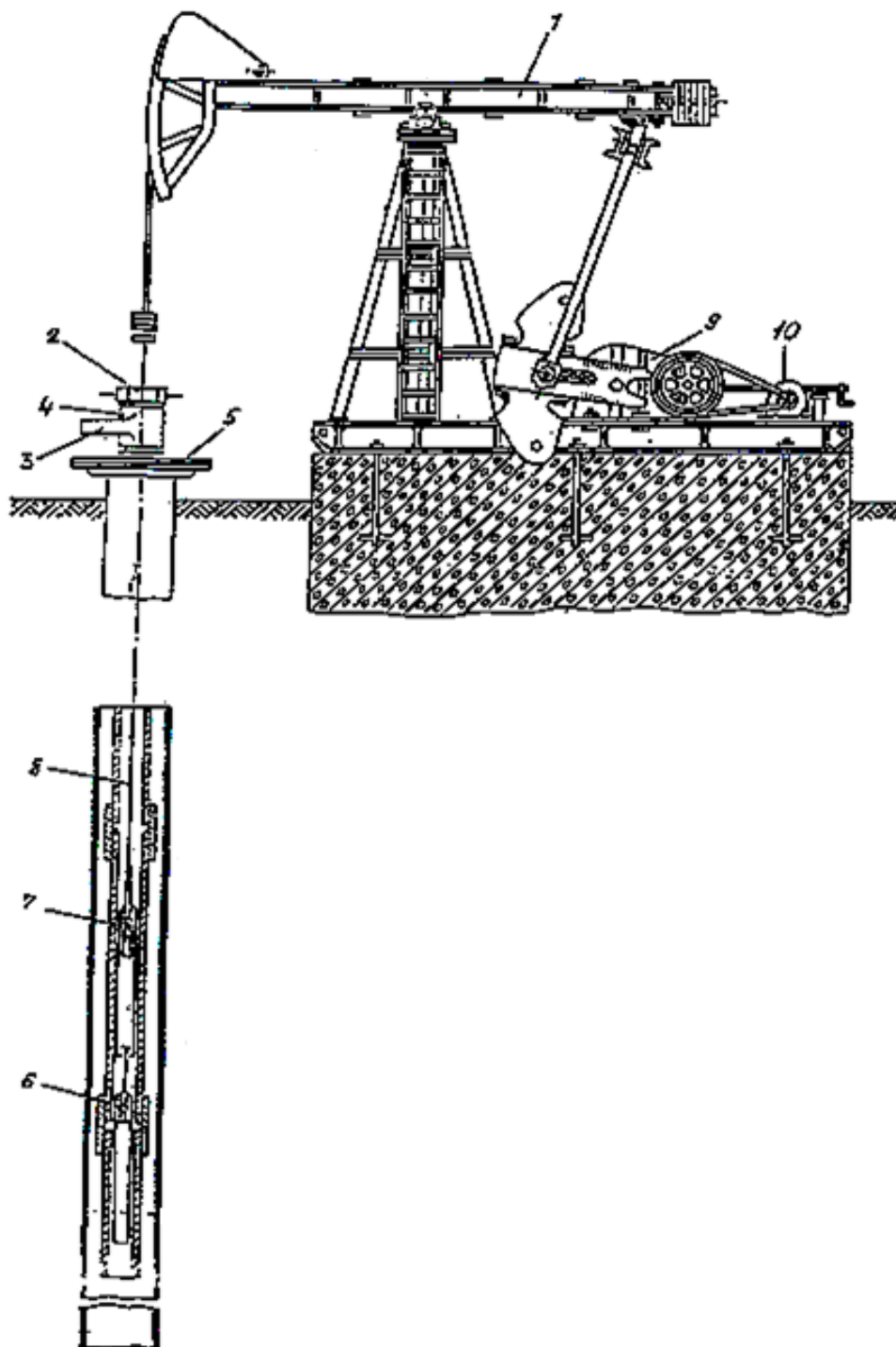


Рис.7.5. Схема УСШН

1- станок-качалка, 2- сальниковый узел, 3- выкидная линия, 4- колонная головка, 5- эксплуатационная колонна, 6- глубинно-штанговый насос, 7- НКТ, 8- насосные штанги, 9- редуктор, 10- электродвигатель.

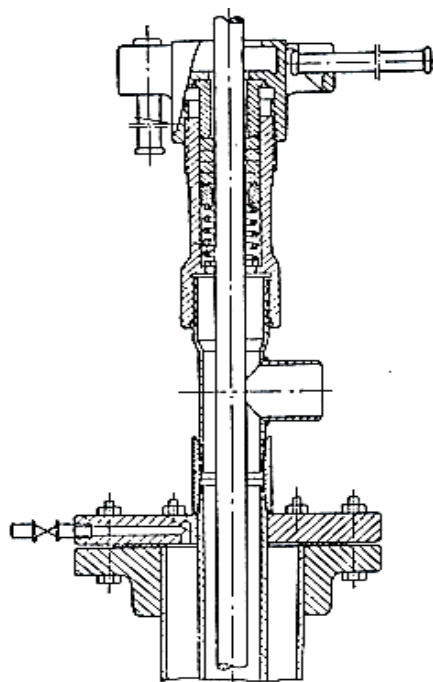


Рис. 7.6. Оборудование устья насосной скважины

Штанговыми скважинными насосами можно добывать нефть из скважин глубиной более 3000 м с дебитами от 3 до 120 кубических метров. На штангах отечественных заводов насосы спускаются на глубину до 1800 м, на импортных штангах – до 2500 м. Схема и принцип работы штангового насоса универсальны и просты. Пара – цилиндр, плунжер и два клапана – всасывающий и нагнетательный.

Теоретическая подача плунжерного насоса за один двойной ход равна объему, описываемому плунжером в цилиндре при ходе вверх:

$$V = F \cdot S \cdot n,$$

где n – число двойных ходов;

V – объем жидкости, м^3 ;

F – площадь сечения плунжера, м^2 ;

S – длина хода плунжера, м.

На практике за длину хода плунжера принимают длину хода полированного штока и определяют суточную подачу насоса.

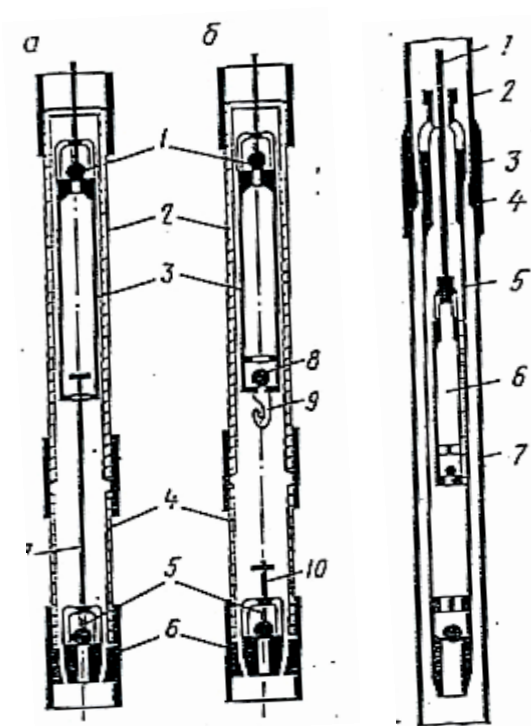
$$Q_{\text{теор}} = 1440 \cdot F \cdot S \cdot n, \text{ м}^3/\text{сут. [24]}$$

Фактическая подача насоса, если скважина не фонтанирует через насос, всегда меньше теоретической подачи.

Отношение фактической подачи к теоретической производительности насоса называют коэффициентом наполнения штангового скважинного насоса. При определении коэффициента подачи необходимо учесть усадку жидкости за счет сжимаемости газа, попавшего в цилиндр, деформацию насосных штанг и насосно-компрессорных труб, утечки жидкости в клапанах и в зазорах между плунжером и цилиндром, тогда:

$$K_{\text{под}} = K_{\text{нап}} \cdot K_{\text{ус}} \cdot K_{\text{уг}}$$

Штанговые насосы по конструкции и по способу установки делятся на две группы: вставные и невставные (трубные) (рис. 7.7).



Невставные
скважинные
насосы

Вставной
насос

Рис. 7.7. Вставной и невставной насосы

1 – нагнетательный клапан; 2 - цилиндр насоса; 3 - плунжер; 4 - патрубко-удлинитель; 5 - всасывающий клапан; 6 - седло конуса; 7 - захватный шток; 8 - нижний нагнетательный клапан; 9 - ловитель; 10 - наконечник;

Цилиндр невставного или трубного насоса спускается в скважину с помощью насосно-компрессорных труб, плунжер в сборе с нагнетательным и всасывающим клапанами спускается на штангах. Трубные насосы применяются чаще всего на скважинах с большими дебитами и небольшой подвеской. Недостатком таких насосов является то, что при ремонте насоса требуется подъем насосно-компрессорных труб. Вставные насосы спускаются в скважины в собранном виде на штангах. Замковая опора, с помощью которой крепится вставной насос, спускается на насосно-компрессорных трубах отдельно (рис. 7.8). Так как вставной насос спускается внутри НКТ, то диаметр цилиндра и, соответственно, плунжера ограничиваются внутренним диаметром насосно-компрессорных труб. Вставные насосы применяют на скважинах с более глубокой подвеской и небольшими дебитами. Замковая опора, постоянно закрепленная на последней трубе НКТ, позволяет менять вставные насосы без подъема насосно-компрессорных труб.



Рис.7.8. Замковая опора

Стандарт предусматривает выпуск насосов условным диаметром 29, 32, 38, 44, 57, 70, 95, 102 мм. Отечественные заводы изготавливают насосы следующих типов: НВ1 – вставные с замком наверху, НВ2 – вставные с замком внизу, НН – невставные без ловителя, НН1 – невставные с захватным штоком, НН2 – невставные с ловителем. Технические характеристики скважинных насосов исполнения НВ 1С, НВ 1Б и по стандарту API (Американского нефтяного института) подробно изложены в справочнике инженера по добыче нефти [14].

Ответственным звеном в комплекте скважинной насосной установки являются штанги (рис.7.9). Колонна насосных штанг служит для соединения

насоса с индивидуальным приводом и сообщает плунжеру возвратно-поступательное движение. Одной из основных причин остановки скважин, оборудованных штанговыми насосами, является обрыв или отвинчивание штанг. Штанга представляет собой стержень круглого сечения диаметром 16, 19, 22, 25 мм длиной 8000 мм.

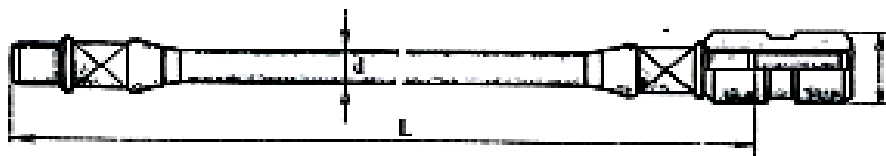


Рис.7.9. Насосная штанга

При подгонке плунжера в цилиндре перед пуском насосной установки используют укороченные штанги длиной 1000, 1200, 1500, 2000, 3000 мм. Для большей надежности колонны штанг иногда используют телескопическую колонну, т.е. от устья колонну комплектуют штангами большего диаметра, а к забою диаметр штанг уменьшается. На практике иногда применяют полые штанги диаметром 42 мм. Технические характеристики штанг приведены в таблице 7.1.

Таблица 7.1

Характеристика штанг и муфт

Штанги		Муфты		Масса штанги, кг	Площадь сечения штанги, см ²
Диаметр, мм	Длина, мм	Диаметр, мм	Длина, мм		
16	8000	38	80	12,93	2,01
19	8000	42	82	18,29	2,84
22	8000	46	90	24,50	3,80
25	8000	55	102	31,65	4,91

7.4. Станки – качалки

Механическим приводом штангового насоса является станок - качалка. Станок-качалка превращает вращательное движение электродвигателя в возвратно-поступательное насосных штанг. Отечественные заводы

выпускают станки-качалки в исполнениях СК и СКД, у СКД кинематика механизма несимметрична (дезаксиальна). Основные параметры станков-качалок приведены в таблицах 7.2. 7.3.

Таблица 7.2.

Основные параметры станков-качалок СК (ГОСТ 5866-76)

Тип станка- качалки	Наибольшая допустимая нагрузка в точке подвеса штанг, кН	Длина хода полированного штока, м	Число качаний балансира в мин.	Максимальный крутящий момент, кН·м
СК3-1,2-630	30	0,6; 0,75; 0,9; 1,0; 1,2;	5-15	6,3
СК5-3-2500	50	1,3; 1,8; 2,1; 2,5; 3,0;	5-15	25
СК6-2,1-2500	60	0,9; 1,2; 1,5; 1,8; 2,1;	5-14	25
СК8-3,5-4000	80	1,8; 2,1; 2,5; 3,0; 3,5;	5-12	40
СК8-3,5-5600	80	1,8; 2,1; 2,5; 3,0; 3,5;	5-12	56
СК-10-3-5600	100	1,5; 1,8; 2,1; 2,5; 3,0;	5-12	56
СК-12-2,5-4000	120	1,2; 1,5; 1,8; 2,1; 2,5;	5-12	56

Таблица 7.3.

Технические характеристики станков - качалок типа СКД (ОСТ 26-16-08-87)

Тип станка- качалки	Наибольшая допустимая нагрузка в точке подвеса штанг, кН	Длина хода полированного штока, м	Число качаний балансира в мин.	Максимальный крутящий момент, кН·м
СКД3-1,5-710	30	0,75; 0,9; 1,1; 1,3; 1,5;	5-15	7,1
СКД4-2,1-1400	40	0,7; 1,0; 1,3; 1,6; 2,1;	5-14	14
СКД6-2,5-2800	60	0,9; 1,2; 1,6; 2,5;	5-14	28
СКД8-3-4000	80	1,2; 1,6; 2,0; 2,5; 3,0;	5-12	40
СКД10-3,5-5600	100	1,6; 2,0; 2,4; 2,8; 3,5;	5-12	56
СКД12-3-5600	120	1,2; 1,6; 2,0; 2,5; 3,0;	5-12	56

С 2001 года в России действует ГОСТ Р51763-2001 «Приводы штанговых насосов»

Несмотря на простоту рассматриваемого привода, станок-качалка имеет достаточно много недостатков. Точка подвеса штанг совершает сложное движение, что вызывает рост динамических нагрузок на штанговую колонну. К недостаткам балансирного привода можно отнести его громоздкость. Мотовилихинским заводом (Пермь) разработан и изготовлен гидравлический привод штангового насоса (рис. 7.10), но по разным причинам он не нашел широкого применения.

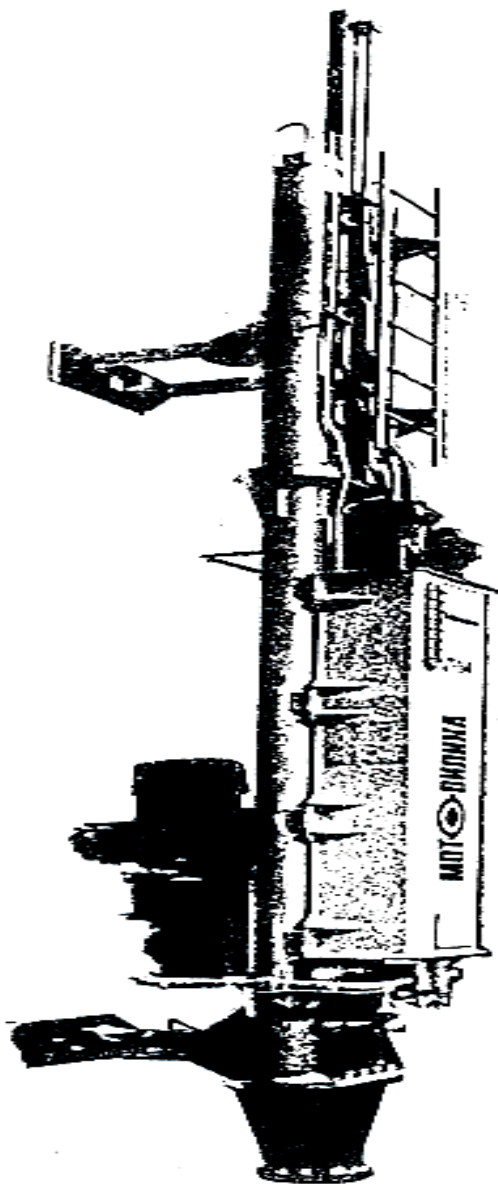


Рис. 7.10. Гидрофицированный привод штангового насоса

Екатеринбургским ООО «ПСМ - Импэкс» разработан и испытан на

месторождениях ОАО «ЛУКОЙЛ-Пермь» автоматизированный гидропривод серии «Гейзер» с нагрузкой на штоке 8 и 12 т при ходе штока 3,5 м. Разрабатывается конструкция гидропривода с нагрузкой на шток от 6 до 16 т при длине хода штока от 0,5 до 6 м.

На устье штанговой насосной установки для подвески колонны насосно-компрессорных труб, отвода продукции в выкидную линию, герметизации устья, устанавливаются специальное устройство СУС–1 и СУС–2 (сальник устьевого самоцентрирующийся). СУС–2 выполнен с двойным сальником, он позволяет без перелива и глушения скважины заменить основной сальник.

Рис. 7.6.

7.5. Эксплуатация скважин электроцентробежными насосами

В комплект электропогружной установки входят:

- электроцентробежный насос (ЭЦН);
- погружной электродвигатель;
- кабель для установок с ЭЦН;
- гидрозащита установок ЭЦН;
- станция управления.

Эксплуатация скважин погружными электроцентробежными насосами имеет как преимущества, так и недостатки. Рассмотренный ранее способ эксплуатации скважин штанговыми насосами не позволяет эксплуатировать высокодебитные скважины, требуется громоздкое наземное оборудование, высока вероятность обрыва штанг, особенно в наклонных и горизонтальных скважинах. Станок-качалка требует специального обслуживания. У скважин, оборудованных электроцентробежными насосами, упомянутые недостатки отсутствуют. При добыче нефти глубинными агрегатами (ЭЦН) создаются свои проблемы. Например, подача электроэнергии к двигателю насоса с помощью кабеля на большую глубину проблематична. Пространство между насосно-компрессорными трубами и эксплуатационной колонной достаточно небольшое, что ограничивает сечение кабеля. Несмотря на недостатки способа добычи нефти с помощью электроцентробежного насоса, больше

половины нефти в России и за рубежом добывается этим способом. Установки ЭЦН способны обеспечить добычу жидкости из скважин в объеме до 2000 кубических метров в сутки и создать напор до 3000 метров водяного столба.

Установка погружного центробежного электронасоса (рис. 7.12) состоит из насосного агрегата, бронированного кабеля 6, устьевой арматуры 7 (представлена на рис.7.13.), кабельного барабана с подвесным роликом 8, станции управления 10, автотрансформатора 9. Погружной агрегат включает в себя центробежный насос 4, электродвигатель 1, гидрозащиту 2. Насосный агрегат, в собранном виде, спускается в скважину с помощью специального подъемника и насосно-компрессорных труб.

Нефть из пласта нефтяной залежи через перфорационные отверстия поступает в эксплуатационную колонну до статического уровня. Так как установка электроцентробежного насоса спускается ниже расчетного динамического уровня, то нефть (жидкость) при работающем насосе протекает около двигателя, протектора, после чего через специальную сетку попадает на прием насоса. При такой компоновке двигатель охлаждается нефтью (жидкостью).

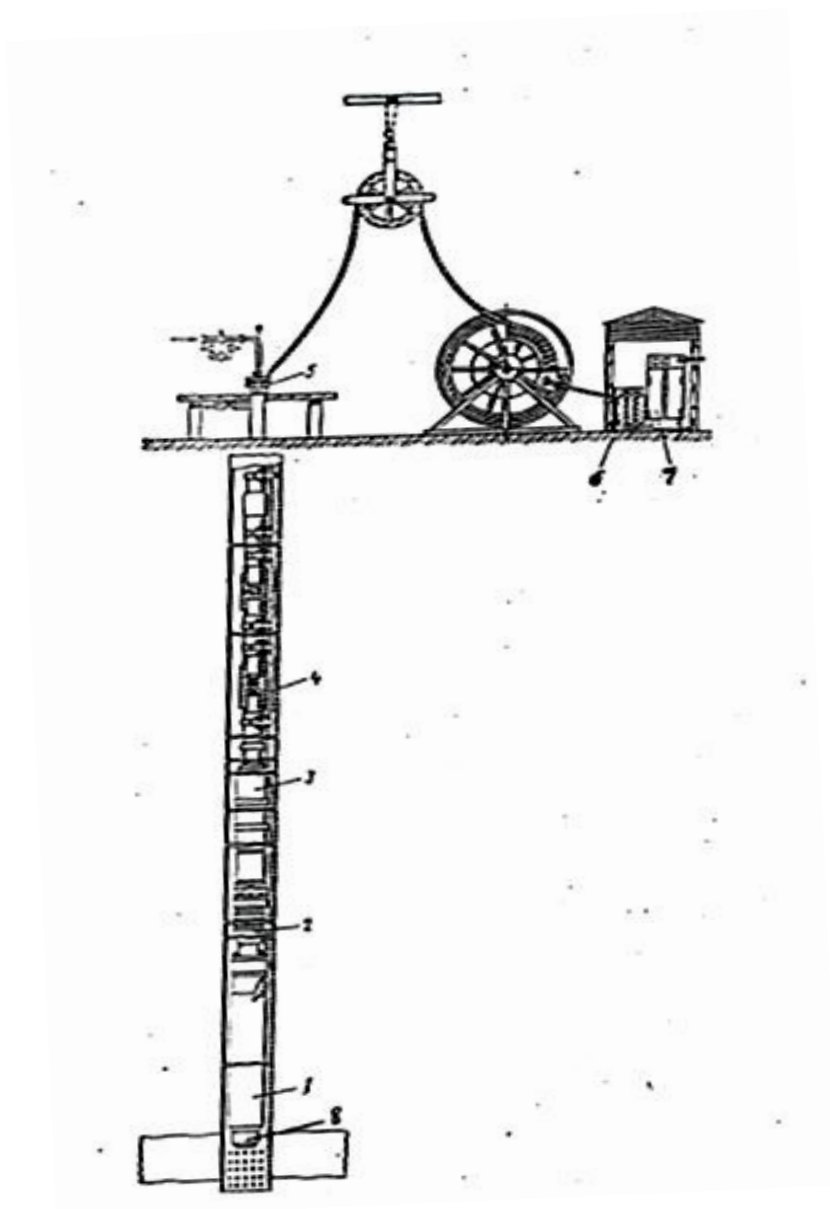


Рис.7.12. Установка электроцентробежного насоса

Устьевое оборудование для скважин эксплуатирующихся электроцентробежными насосами такое же, как для фонтанных скважин, разница только в том, что в планшайбе (рис.7.13, позиция 5) выполнено сальниковое устройство для ввода кабеля (позиция 4). Сальниковое устройство в устьевом оборудовании является очень ответственным узлом, так как после сальника отсутствует еакое либо запирающее устройство.

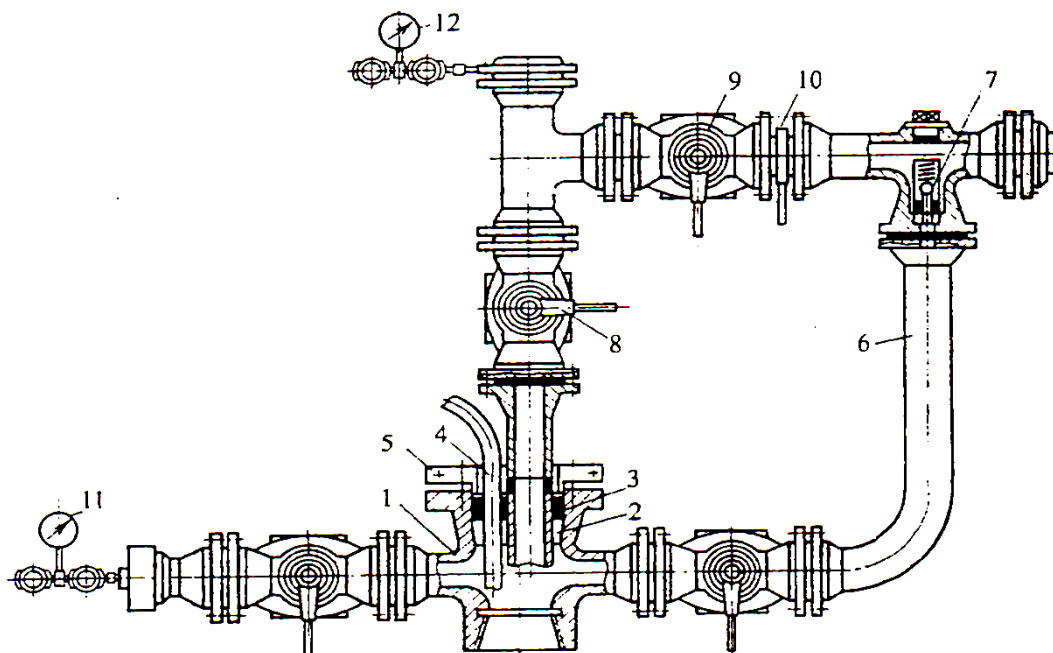


Рис.7.13. Схема оборудования устья скважины при эксплуатации УЭЦН
 1 - крестовина; 2 - разъемный конус; 3 - резиновый уплотнитель; 4 - кабель; 5 - эксцентричная планшайба; 6 - линия отвода газа; 7 - обратный клапан; 8 - коренная задвижка; 9 - манифольдная задвижка; 10 - дроссель; 11 - манометр на затрубе; 12 - манометр на устье;

Для очистки скважины от парафина применяется установка УДС, рис.7.14.

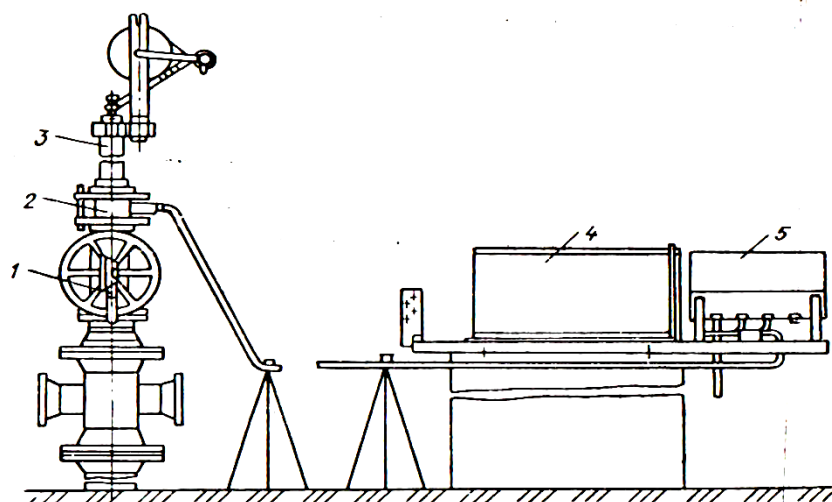


Рис.7.14. Установка УДС-1

1 - скребок с грузом, 2 - индукционный датчик, 3 - лубрикатор, 4 - лебедка, 5 - станция управления.

На сегодня промышленностью выпускается довольно большой перечень электропогружных установок в соответствии со следующим нормативным документом: ТУ 26-06-14-1486-97. Установки выпускаются в обычном исполнении и повышенной коррозионной стойкости.

7.5.1. Погружной центробежный насос

Центробежный насос выполнен в виде модульной многоступенчатой секционной конструкции вертикального исполнения (рис. 7.15).

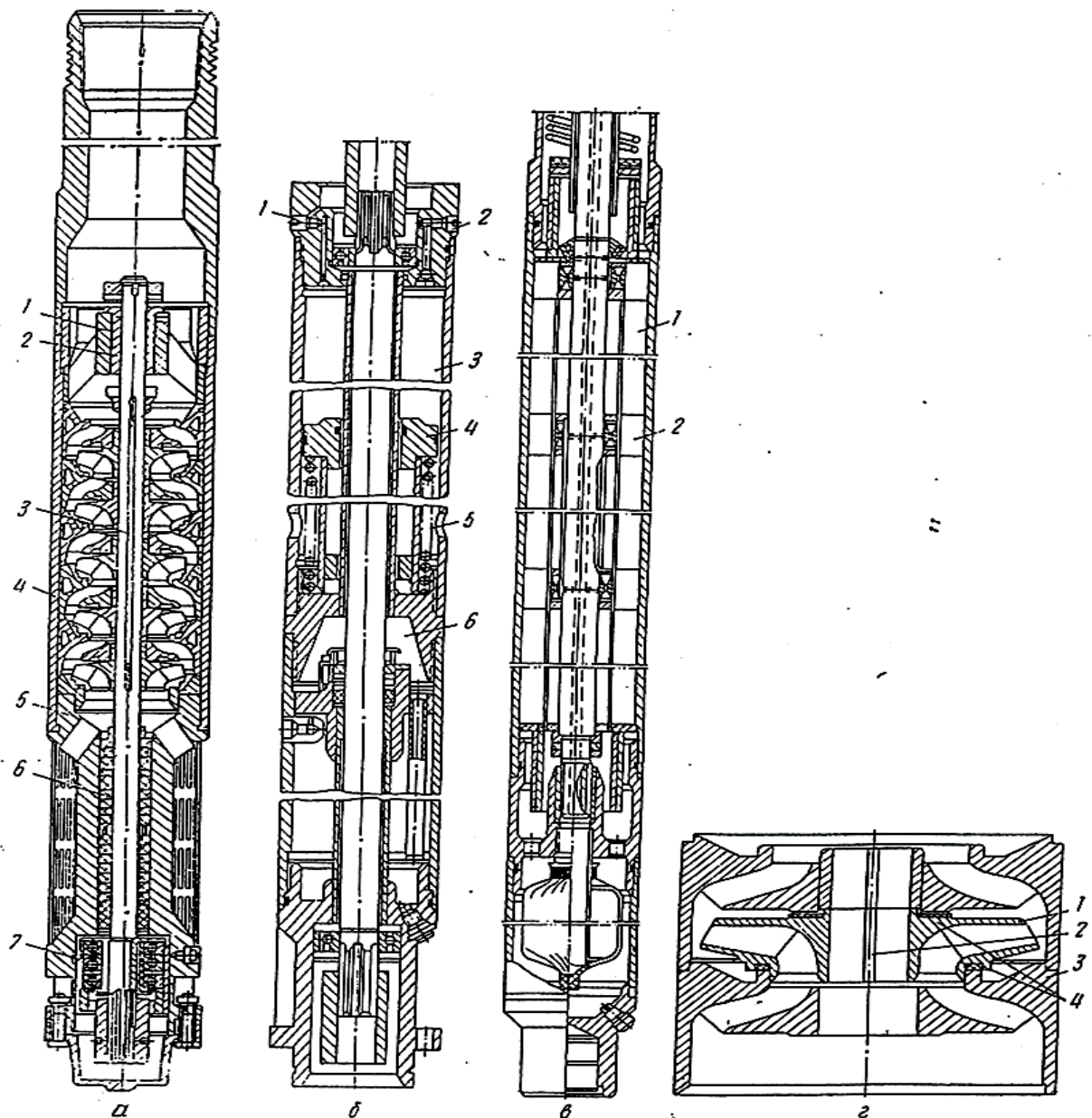


Рис.7.15. Электропогружной агрегат

а – центробежный насос; б – протектор; в – электродвигатель; г – схема ступени;

Каждая ступень состоит из направляющего аппарата и рабочего колеса, насаженного на общий вал всех ступеней секции. Рабочие колеса крепятся к валу общей шпонкой, а направляющие аппараты крепятся к корпусу насоса. Погружной насос по принципу действия не отличается от обычных центробежных насосов. Многочисленные колеса, насаженные на вал, представляют собой ротор, а направляющие аппараты – статор насоса. Жидкость (нефть), попадая через сетку насоса в центр первого колеса, отбрасывается на периферию, приобретая кинетическую энергию, устремляется по направляющему аппарату в центр второго рабочего колеса. Каждое колесо, в зависимости от диаметра корпуса насоса, развивает напор от 3,8 до 6,8 метра. Таким образом, напор, создаваемый вращением колес, преобразуется в давление. В таблице 1, где указаны основные параметры ЭЦН, например ЭЦНМ5–200–800 (модульный), последние цифры обозначают величину подъема водяного столба от насоса на поверхность в метрах. Вторая цифра указывает на подачу насоса в м³/сутки. Первая цифра обозначает диаметр эксплуатационной колонны в дюймах, в которую может быть спущен данный насос. К паспорту каждого поставляемого заводом насоса прилагается напорная характеристика данного насоса, испытанного на воде (рис. 7.16).

7.5.2. Погружной электродвигатель

Погружной электродвигатель (ПЭД) имеет специальную конструкцию вертикального исполнения и представляет собой асинхронный двигатель трехфазного тока в герметичном исполнении заполненный маслом. Длина его в зависимости от мощности может быть от 0,5 до 10 метров. Статор двигателя собран из активных пакетов статорного железа и немагнитных секций, чередующихся между собой. Обмотка статора выполнена из масло - и теплостойких материалов. Ротор двигателя также состоит из нескольких секций (пакетов), которые имеют самостоятельную обмотку. Между роторными секциями смонтированы промежуточные подшипники.

Основные параметры ЭЦН

Таблица 7.1.

Установка	Подача, м ³ /сут	Напор, м	Мощность, кВт	КПД, %	Длина, мм		Масса, кг	
					насосного агрегата	насоса	насосного агрегата	насоса
ЭЦНМ5-50-1300	50	1360	23	23,5	15522	8252	626	280
ЭЦНМК5-50-1300		1360	23	33,5	15522	8252	633	287
ЭЦНМ5-50-1700		1725	28,8	34	17887	10617	705	359
ЭЦНМК5-50-1700		1725	28,8	34	17887	10617	715	369
ЭЦНМ5-80-1200	80	1235	26,7	42	16232	8252	602	256
ЭЦНМК5-80-1200		1235	20,7	42	16232	8252	610	264
ЭЦНМ5-80-1400		1425	30,4	42,5	18227	9252	684	290
ЭЦНМК5-80-1400		1425	30,4	42,5	18227	9252	690	296
ЭЦНМ5-80-1550		1575	33,1	42,5	19592	10617	720	326
ЭЦНМК5-80-1550		1575	33,1	42,5	19592	10617	745	333
ЭЦНМ5-80-1800		1800	38,4	42,5	20227	11252	750	356
ЭЦНМК5-80-1800		1800	38,4	42,5	20227	11252	756	362
ЭЦНМ5-125-1000	125	1025	29,1	50	15522	8252	628	282
ЭЦНМК5-125-1000		1025	29,1	50	15522	8252	638	292
ЭЦНМ5-125-1200	125	1175	34,7	48	17217	9252	709	315
ЭЦНМК5-125-1200		1175	34,7	48	17217	9252	721	327
ЭЦНМ5-125-1300		1290	38,1	48	18582	10617	755	361
ЭЦНМК5-125-1300		1290	38,1	48	18582	10617	767	373
ЭЦНМ5-125-1800		1770	51,7	48,5	24537	13617	1103	463
ЭЦНМК5-125-1800		1770	51,7	48,5	24537	13617	1122	482
ЭЦНМ5-200-800	200	810	46	40	18582	10617	684	290

ЭЦНМК5-200-950		940	50,8	42	24887	12617	990	350
ЭЦНМ5-200-1000		1010	54,5	42	30277	17982	1199	470
ЭЦНМК5-200-1400		1410	76,2	42	19482	10617	976	416
ЭЦНМ5А-160-1450	160	1440	51,3	51	19482	10617	990	430
ЭЦНМК5А-160-1450		1440	51,3	51	20117	11252	997	437
ЭЦНМ5А-160-1550		1580	56,2	51	20117	11252	1113	453
ЭЦНМК5А-160-1550		1580	56,2	51	24272	12617	1262	492
ЭЦНМ5А-100-1750		1750	62,3	51	24272	12617	1278	508
ЭЦНМ5А-250-1000	250	1000	55,1	51,5	20117	11252	992	432
ЭЦНМК5А-250-1000		1000	55,1	51,5	20117	11252	1023	463
ЭЦНМ5А-250-1100		1090	60,1	51,5	21482	12617	1044	484
ЭЦНМК5А-250-1100		1090	60,1	51,5	21482	12617	1079	518
ЭЦНМ5А-250-1400		1385	76,3	51,5	27637	15982	1385	615
ЭЦНМК5А-250-1400		1385	76,3	51,5	27637	15982	1482	658
ЭЦНМ5А-250-1700		1685	92,8	51,5	30637	18982	1498	728
ЭЦНМК5А-250-1700		1685	92,8	51,5	30637	18982	1551	783
ЭЦНМ5А-400-950	400	965	84,2	52	27637	15982	1375	605
ЭЦНМК5А-400-950		965	84,2	52	27637	15982	1420	650
ЭЦНМ5А-400-1250		1255	113,9	50	35457	19982	1819	755
ЭЦНМК5А-400-1250		1255	113,9	50	35457	19982	1887	813
ЭЦНМ5А-500-800	500	815	100,5	46	30092	14617	1684	650
ЭЦНМК5А-500-800		815	100,5	46	30092	14617	1705	641
ЭЦНМ5А-500-1000		1000	123,3	46	33457	17982	1827	763
ЭЦНМК5А-500-1000	500	1000	123,3	46	33457	17982	1853	789
ЭЦНМ6-250-1400	250	1470	78,7	53	18747	9252	1143	446
ЭЦНМК6-250-1400		1470	78,7	53	18747	9252	1157	460
ЭЦНМ6-250-1600		1635	87,5	53	20112	10617	1209	512
ЭЦНМК6-250-1600		1635	87,5	53	20112	10617	1225	528
ЭЦНМ6-500-1150	500	1150	127,9	51	28182	14617	1894	764
ЭЦНМК6-500-1150		1150	127,9	51	28182	14617	1910	783
ЭЦНМ6-800-1000	800	970	172,7	51	31547	17982	2015	688
ЭЦНМК6-800-1000		970	172,7	51	31547	17982	2049	922
ЭЦНМ6-1000-900	1000	900	202,2	50,5	39227	21982	2541	1074
ЭЦНМК6-1000-900		900	202,2	50,5	39227	21982	2573	1106

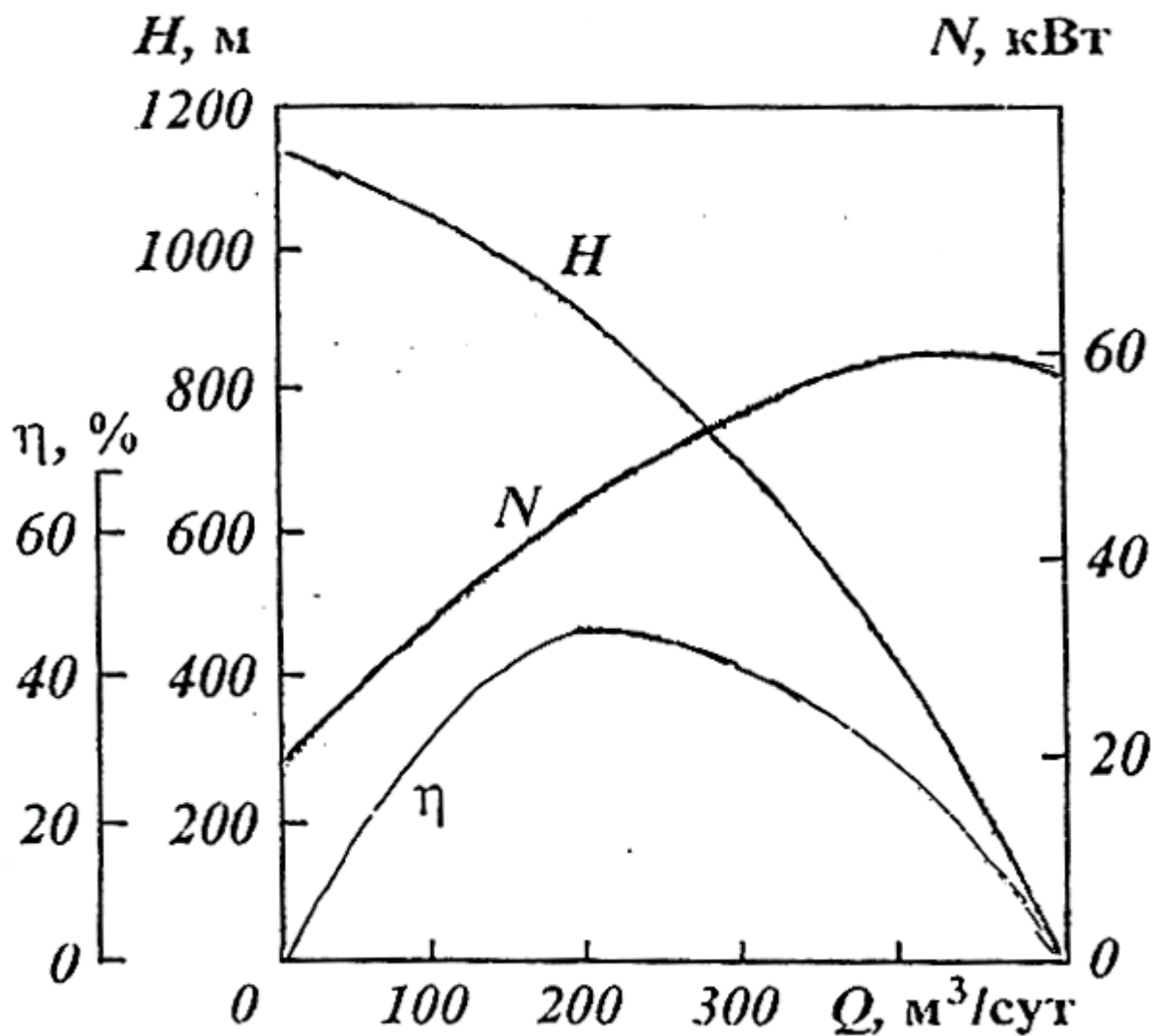


Рис. 7.16. Рабочая характеристика ЭЦН

7.5.3. Протектор

Протектор служит для защиты электродвигателя от попадания в него жидкости из скважины через неплотности сальника насоса. Протектор также снабжает упорные подшипники насоса специальной смазкой. Протектор состоит из двух частей, – верхней (камера густого масла) и нижней (камера жидкого масла). В верхней камере помещены поршень с пружиной. В корпусе протектора под поршнем имеется отверстие, через которое гидростатическое давление из скважины передается на поршень. В процессе работы насоса густое масло через перепускной клапан выжимается поршнем в нижнюю камеру насоса для смазки подшипников и расходуется через

сальник насоса. Жидкое масло из нижней камеры протектора поступает в электродвигатель. Запас масла рассчитан на работу насоса в течение не менее шести месяцев. Кроме протектора к нижней части двигателя присоединяют компенсатор для регулирования объема масла в двигателе. Во время работы двигателя масло в нем нагревается и соответственно расширяется. При расширении масло перетекает в эластичный элемент компенсатора, при охлаждении двигателя происходит обратный процесс. В настоящее время некоторые электропогружные агрегаты без подъема на поверхность работают более года.

7.5.4. Бронированный кабель (КПБК, КПБП)

Погружной агрегат собирают на устье скважины, через специальный кабельный ввод подсоединяют к двигателю трехжильный бронированный кабель. В собранном виде спускают установку на насосно-компрессорных трубах в скважину. Параллельно с трубами спускают в скважину кабель, закрепляя его хомутами к НКТ.

7.5.5. Оборудование устья скважин

Оборудование устья скважин при эксплуатации электропогружными установками практически не отличается от оборудования при эксплуатации скважин фонтанным способом. Единственное отличие заключается в том, что в трубной головке арматуры монтируется кабельный ввод.

7.5.6. Станция управления, повышающий трансформатор

В состав наземного оборудования входит комплектная трансформаторная подстанция, она комплектуется станцией управления и трансформатором. Трансформатор преобразует напряжение промышленной сети до значения оптимального напряжения на зажимах электродвигателя с учетом потерь напряжения в кабеле. Трансформатор повышает напряжение от 380 В до 2300 В с учетом допустимой величины потерь напряжения в кабеле до 125 В на 1000 м. Станция управления обеспечивает управление

работой насосного агрегата установки и ее защиту при аномальных режимах. На дверце станции управления выведены показатели работы электродвигателя (напряжение, сила тока и сопротивление изоляции кабеля).

7.6. Эксплуатация скважин электровинтовыми насосами

Винтовые насосы (рис. 7.17) при добыче нефти применяются в двух вариантах. Первый вариант- когда схема установки винтового насоса (ЭВН) аналогична установке электроцентробежного насос (рис. 7.17а). К насосно-компрессорным трубам крепится не центробежный насос, а винтовой, затем протектор и электродвигатель. Электродвигатели для ЭВН применяют с малым числом оборотов, не более 1500 оборотов в минуту. Кабель, наземное оборудование используются те же самые, что для ЭЦН.

В нефтяной отрасли наибольшее применение нашли электровинтовые насосы, работающие по второму варианту (рис. 7.17б). Обойма винтового насоса спускается в скважину на насосно-компрессорных трубах, так же, как цилиндр у трубного насоса. Винт крепится к штангам, которые вращаются электродвигателем через редуктор. Электродвигатель и редуктор монтируются на устье скважины и связаны между собой ременной передачей.

По принципу действия винтовые насосы относятся к объемным, а по способу сообщения энергии жидкости – к ротационным. Винтовой насос не создает эмульсию, хорошо качает высоковязкую жидкость. Подача винтового насоса за сутки вычисляется по формуле:

$$Q= 1440 \cdot 4 \cdot e \cdot D \cdot T \cdot n \cdot k, [22]$$

где e – эксцентриситет винта; D – диаметр сечения винта; T – шаг обоймы; n – частота вращения вала насоса; k – объемный КПД насоса.

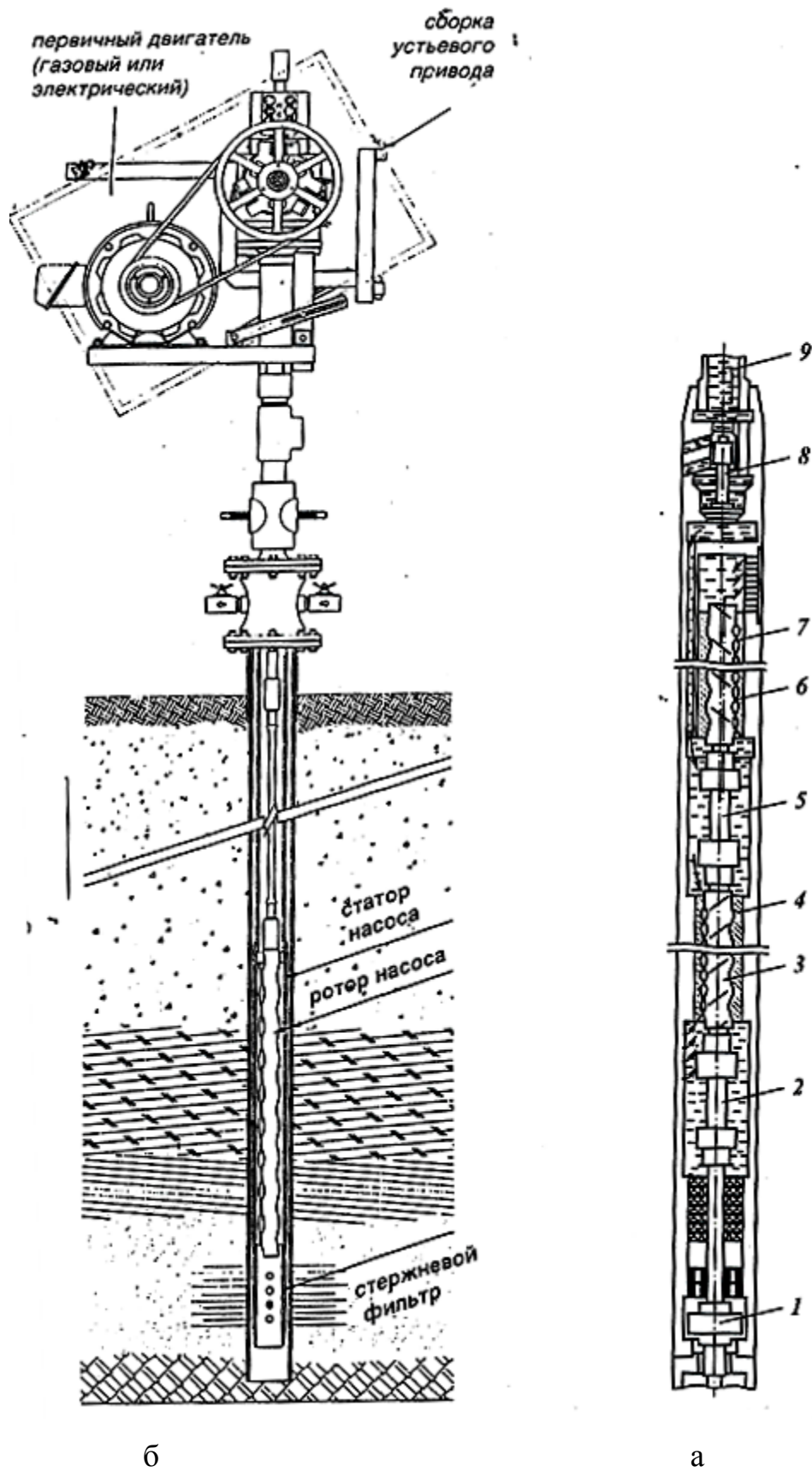


Рис. 7.17. Винтовые насосы

7.7. Гидропоршневые, струйные и диафрагменные насосы

Для малодобитных скважин был разработан и внедрен диафрагменный насос, который в настоящее время в редких случаях спускается в скважины.

Гидропоршневые насосы (рис. 7.18) из-за сложности их изготовления и эксплуатации не нашли широкого применения в нефтедобыче, в то же время гидропривод привлекает внимание тем, что с больших глубин штанговым или центробежным насосами поднимать на поверхность жидкость будет проблематично.

В этой связи особый интерес представляет эксплуатация глубоких скважин струйными насосами (рис. 7.18) работу которых характеризует коэффициент инжекции:

$$И = Q_{и} / Q_{р},$$

где инжектируемая среда ($Q_{и}$), рабочая среда ($Q_{р}$).

В струйных насосах присутствует гидропривод, нет вращающихся деталей, не требуется подъема НКТ при замене насосов. Особенно этот способ выгоден там, где кустовое бурение. Рабочая жидкость может подаваться в скважины из одной емкости и одним наземным насосом. Установки со струйными насосами недостаточно внедряются на нефтяных промыслах из-за быстрого износа сужающего устройства (сопла) и низкого КПД. В добываемой нефти вместе с пластовой водой достаточно много мехпримесей. В настоящее время сужающие устройства начали изготавливать из керамики, за счет чего продолжительность работы струйного насоса в скважине кратно увеличилась.

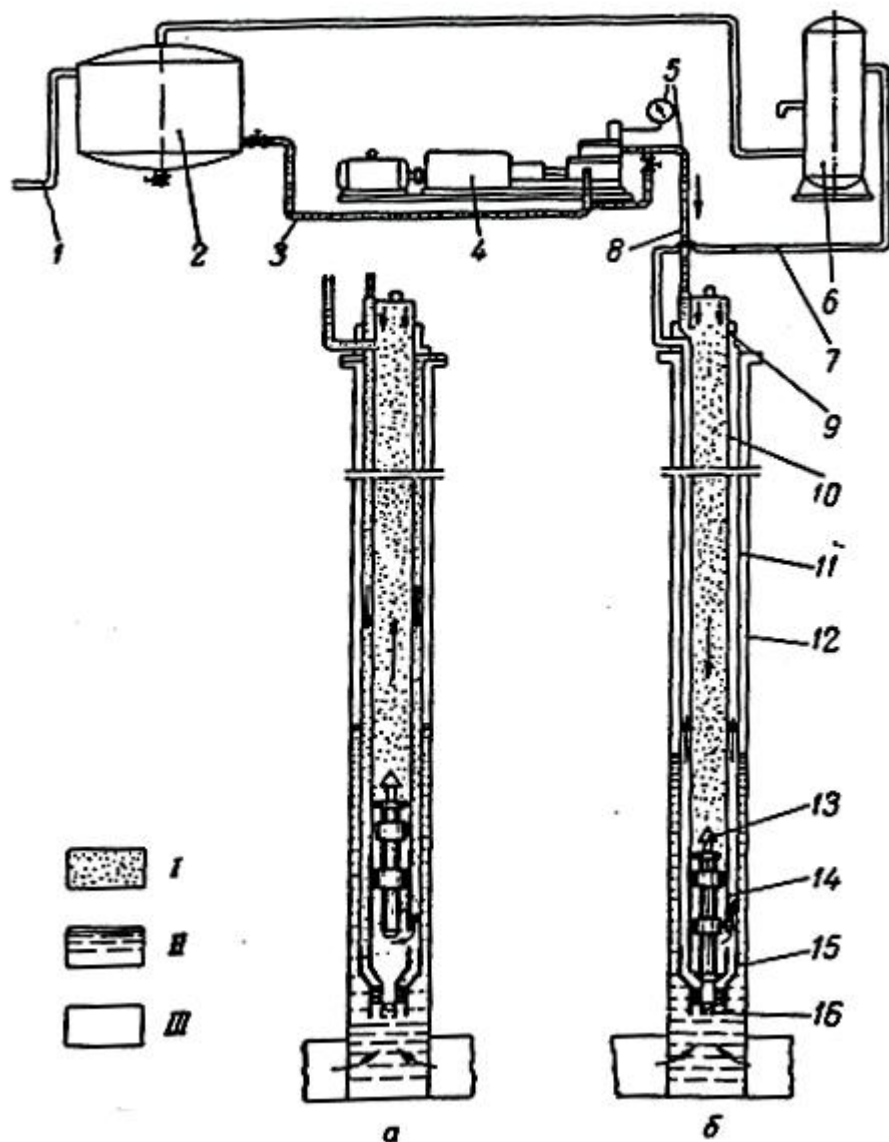


Рис.7.18. Схема установки гидропоршневого насоса

а – подъем насоса, б – работа насоса,

1-трубопровод, 2- емкость для рабочей жидкости,3- всасывающий трубопровод, 4- силовой насос, 5- манометр, 6- трап, 7- выкидная линия, 8- напорный трубопровод, 9- оборудования устья скважины, 10- 2,5 “ трубы, 11- 4 “ трубы,12- обсадная колонна, 13- гидропоршневой насос (сбрасывания), 14- седло гидропоршневого насоса, 15- конус посадочный, 16- обратный клапан.

I - рабочая жидкость; II - добываемая жидкость; III - смесь отобранной и добываемой жидкостей;

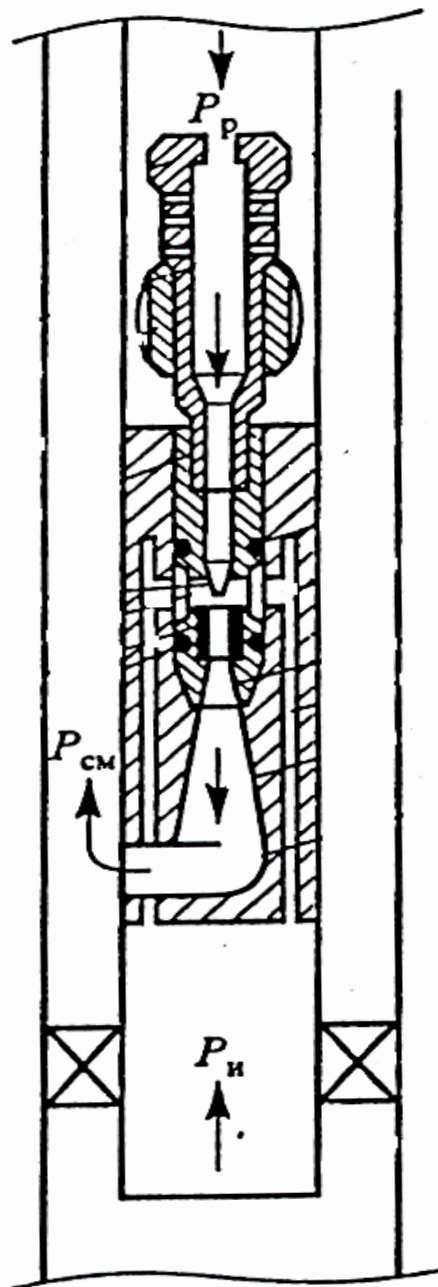


Рис.7.19. Схема погружной струйной насосной установки в рабочем положении

7.8. Эксплуатация газовых скважин.

Эксплуатация газовых скважин отличается от эксплуатации нефтяных скважин тем, что плотность и вязкость газа многократно меньше плотности и вязкости нефти. По этой причине отношение к газовой скважине должно быть более ответственным. Конструкция газовой скважины должна обеспечивать высокую герметичность, цемент обязательно должен быть

поднят до устья, цементное кольцо должно быть выдержано по всей колонне, особенно, в пределах газового пласта. На рис 7.20. показана схема подземного оборудования ствола газовой скважины. На газовой скважине обязательно должен быть установлен пакер, отделяющий межтрубное пространство от пространства насосно-компрессорных труб, забойный клапан-отсекатель, циркуляционный клапан, клапан аварийный срезной. Устьевое оборудование также отличается от устьевого оборудования нефтяных и нагнетательных скважин. На устье монтируется специальная колонная головка для газовой скважины, рассчитанная на давление до 35 МПа. Принципиальное отличие конструкции колонной обвязки типа ОКБ заключается в том, что она позволяет в одном корпусе обвязать три обсадных колонны. Колонная головка состоит из корпуса 13, переводной катушки под фонтанную арматуру 2, клина 8, корпуса подвески 7, уплотнителей пакера 4, 6, 11. Газовая скважина комплектуется специальной фонтанной арматурой высокого давления: 7,5; 15; 25; 40; и 60 МПа. Эксплуатацию скважин, как правило, ведут через насосно-компрессорные трубы, но при значительных дебитах и отсутствии в газе твердых примесей или агрессивных компонентов скважины эксплуатируются через НКТ и затрубное пространство. Из-за малой лотности и вязкости газа газовые скважины эксплуатируются фонтанным способом. Но могут возникать случаи, когда на забое скважины накапливается газовый конденсат или вода, требуется механизированный способ. Удалить воду и газовый конденсат можно с помощью газлифтного способа эксплуатации скважин или использовать струйный насос [22].

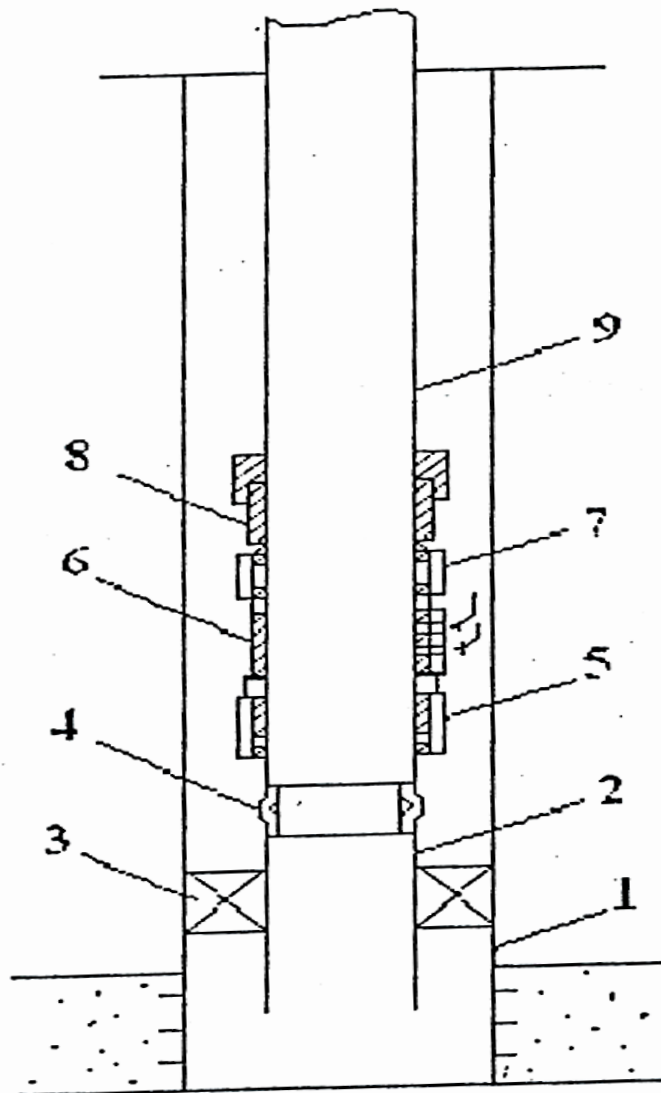


Рис. 7.20. Схема подземного оборудования газовой скважины

1- обсадная эксплуатационная колонна; 2-хвостовик; 3-пакер;
 4-клапан-отсекатель забойный; 5-клапан циркуляционный; 6-клапан
 ингибиторный; 7-клапан аварийный срезной; 8-телескопическое
 соединение; 9-НКТ;

Струйный насос можно оставлять на забое до следующего прекращения фонтанирования.

Основной проблемой при эксплуатации газовых и газоконденсатных месторождений является то, что в «сухом» газе и конденсате находятся пары воды. При понижении давления и температуры происходит конденсация

паров воды и накопление ее в скважинах. При определенных условиях метан, пропан, этан взаимодействуют с водой и образуют твердые кристаллические вещества, называемые гидратами. Например метан может связать шесть молекул воды ($\text{CH}_4 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$), а этан – семь молекул ($\text{C}_2\text{H}_6 \cdot 7\text{H}_2\text{O}$). По внешнему виду гидраты напоминают снег или лед. При нагревании или понижении давления гидраты легко разлагаются на газ и воду. Гидраты, как в газовых скважинах, так и в газоконденсатных могут полностью закупорить проходное сечение насосно-компрессорных труб или затрубное пространство.

Борются с гидратами различными способами. Первый способ, это предупреждение образования гидратов, второй – ликвидация образовавшихся гидратов. Для предупреждения образования гидратов в скважинах на забой подают различные антигидратные ингибиторы (метанол, хлористый кальций, диэтиленгликоль), применяют футерованные (гладкие) трубы. Гладкие трубы готовят различными способами, это эмалирование, стеклование, покрытие эпоксидными смолами и т.д. Наиболее эффективным способом борьбы с гидратообразованием на производстве считается способ дозирования в газовый поток метанола (метилового спирта).

Глава 8. Методы увеличения производительности нефтяных и газовых скважин, приемистости нагнетательных скважин

8.1. Общие понятия об увеличении производительности скважин.

Увеличение производительности нефтяных, газовых и приемистость нагнетательных скважин должно закладываться еще в проектные документы при строительстве скважин. Не применение разработанных передовых технологий при первичном и вторичном вскрытии нефтяного (газового) пласта приводит к ухудшению коллекторских свойств пород, слагающих продуктивные пласты. Хорошо освоен способ вскрытия нефтяного пласта на депрессии, однако только 10-15 % скважин вскрываются таким способом. Проницаемость пород призабойной зоны улучшают искусственным увеличением числа и размера дренажных каналов, увеличением трещиноватости пород, а также удалением смол и парафина, осевших на стенках поровых каналов. На сегодня наиболее эффективными способами воздействия на прискважинную зону пласта являются: гидроразрыв, пескоструйная перфорация, различные виды кислотных обработок, виброволновое и тепловое воздействие на пласт и т.д.

8.2. Гидравлический разрыв пласта

Сущность гидравлического разрыва пласта заключается в том, чтобы увеличить трещины в карбонатных породах и создать искусственные каналы в продуктивных отложениях (рис. 8.1). На нефтяных месторождениях гидроразрыв применяется довольно давно, однако эффект не всегда имел место. В отечественной практике после создания трещин в пласте в них закачивали кварцевый песок. После снижения давления песок раздавливался и трещины практически закрывались. Такие операции вместо гидроразрыва стали называть гидровоздействием. С приходом иностранных фирм, созданием совместных предприятий, создаваемые трещины в пластах после разрыва начали заполнять пропантом (искусственные алмазные шарики,

зерна). Дебиты скважин после гидроразрыва (ГРП) увеличивались в несколько раз, в среднем до десяти раз.

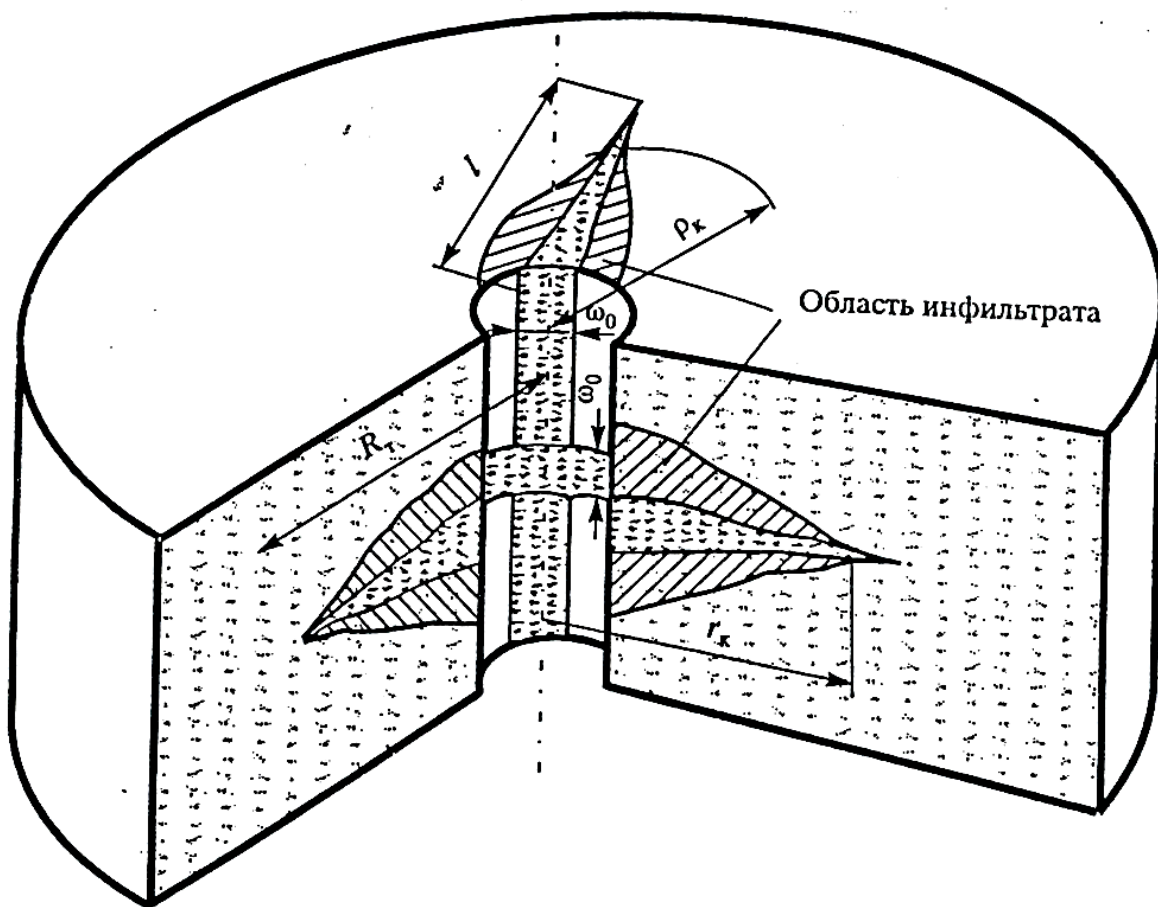


Рис.8.1. Схема горизонтальной и вертикальной трещин

Гидравлический разрыв пласта – это сложный технологический процесс. В скважину спускают, как правило, новые насосно-компрессорные трубы с пакером, затем в НКТ закачивают специально подготовленную жидкость разрыва (дегазированную нефть, кислотно-керосиновую эмульсию, загущенную воду и т.д.), затем жидкость с наполнителем (пропантом), заканчивают операцию прокачиванием продавочной жидкости. На рис. 8.2. показана схема оборудования скважины для проведения гидроразрыва.

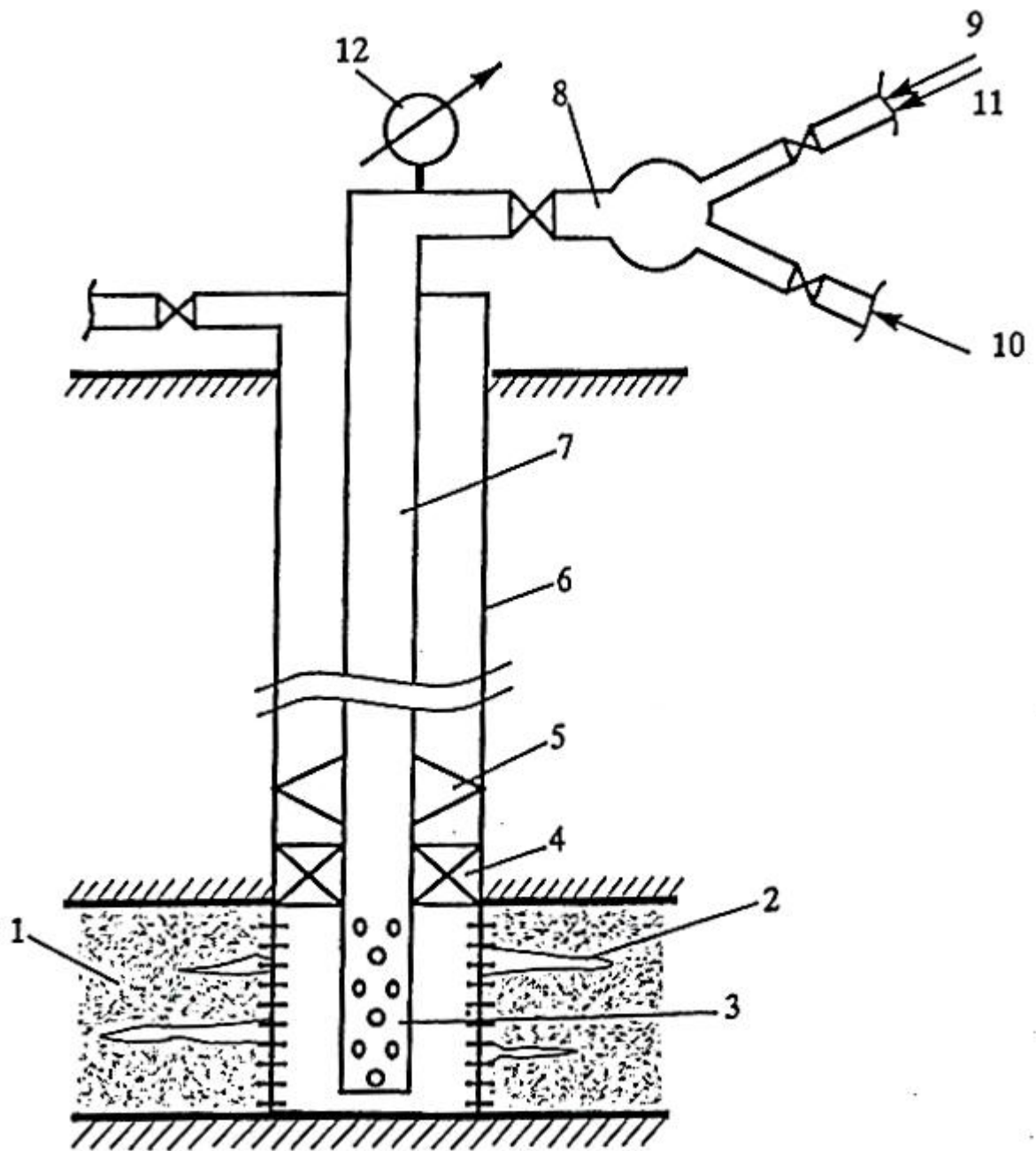


Рис. 8.2 Принципиальная схема оборудования скважин для проведения ГРП

1 - продуктивный пласт; 2 - трещина; 3 - хвостовик; 4 - пакер; 5 - якорь; 6 - обсадная колонна; 7 - колонна НКТ; 8 - устьевое оборудование; 9 - жидкость разрыва; 10 - жидкость-песконоситель; 11 - жидкость продавки; 12 - манометр;

Так как ГРП – дорогостоящая операция, то прежде, чем ее выполнять необходимо очень серьезно подойти к подбору скважин для проведения ГРП, приготовлению требуемой жидкости разрыва. Перед ГРП должны быть изучены все имеющиеся материалы исследования скважин, при необходимости провести дополнительные исследования. Успешность ГРП зависит от типа коллектора, геологического строения прискважинной зоны, толщины пласта.

После закачки наполнителя в трещины скважина оставляется под давлением. Необходимо дать выдержку, чтобы система перешла в устойчивое состояние. Пропант должен закрепиться в трещинах, иначе после пуска скважины в работу наполнитель может вывести из строя оборудование.

Перед началом операции нужно рассчитать давление закачки на устье скважины.

$$P_{зу} = P_{заб} - P_{ж} + P_{тр.},$$

где $P_{заб}$ – давление на забое,

$P_{ж}$ – вес гидростатического столба жидкости закачки с учетом наполнителя,

$$P_{ж} = \rho_{ж.з} \cdot g \cdot H,$$

где $\rho_{ж.з}$ = плотность смеси, кг/м³.

H – глубина скважины, м.

$P_{тр.}$ – потери на трение в НКТ при закачке.

В принципе давление разрыва должно превышать горное давление, т.е. $P_p > P_g$, однако, практика показывает, что иногда $P_p < P_g$.

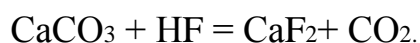
8.3. Кислотные обработки призабойной зоны скважин

Одним из недорогих и доступных методов увеличения производительности скважин является метод обработки призабойной зоны скважин различными кислотами. Кислотные обработки основаны на способности кислот растворять некоторые горные породы, цементирующий материал, что приводит к расширению поровых каналов, т.е. к увеличению

проницаемости. Так как продуктивные пласты сложены различными горными породами, то и кислоты для их растворения применяются различные. Например, для обработки карбонатных коллекторов применяют соляную кислоту. Наиболее эффективно проходят солянокислотные обработки под давлением и с различными замедлителями. Известняк хорошо реагирует с соляной кислотой:

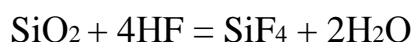


Продукты реакции не выпадают в осадок и хорошо вымываются водой, то же самое происходит с доломитами - $\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$, CaCl_2 и MgCl_2 легко вымываются водой. Промышленностью накоплен большой опыт использования кислотных обработок в различных вариантах - кислотные обработки под давлением, применение кислотных ванн, термокислотные обработки и т.д. К кислотам добавляются различные замедлители, стабилизаторы. Иногда карбонатные породы обрабатывают фтористоводородной кислотой:



При данной операции фторид кальция выпадает в осадок, поэтому целесообразно обработку скважин производить в два этапа – на первом этапе провести обычную соляно-кислотную обработку, а затем закачать глиняную кислоту.

Терригенные коллектора представлены силикатными веществами и алюмосиликатами, они практически не взаимодействуют с соляной кислотой и хорошо растворяются в плавиковой (фтористо-водородной) кислоте.



Плавиковую кислоту в чистом виде применяют редко, обычно изготавливают смесь соляной кислоты и плавиковой. Ценность плавиковой кислоты в том, что она хорошо разрушает глинистое цементирующее вещество и цементную корку. Для борьбы с образовавшимся гелем кремниевой кислоты добавляют в смесь 2 % (по объему) уксусной кислоты. Схема кислотной обработки скважины показана на рис. 8.3. Первое

положение, когда скважина заполнена нефтью. Второе – НКТ заполнены кислотой. Третье и четвертое положение – кислота продавливается и продавлена в пласт.

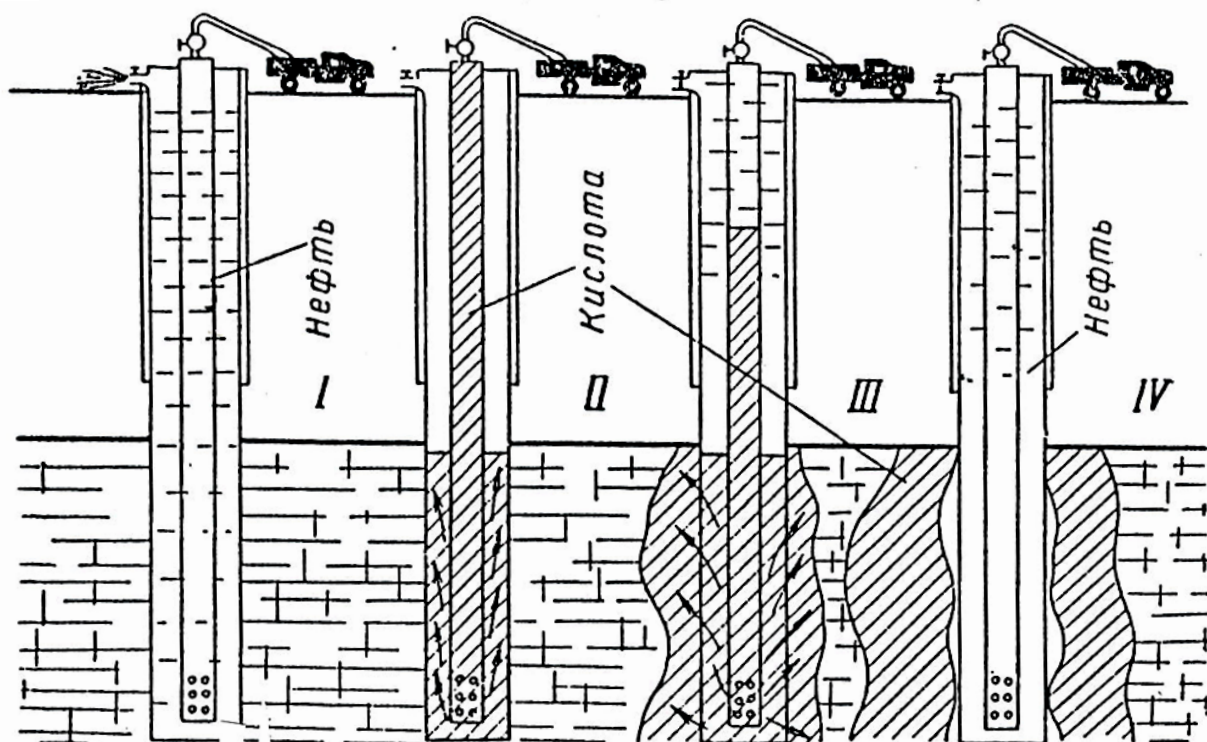


Рис. 8.3. Схема кислотной обработки скважины

8.4. Другие способы увеличения производительности скважин

Применение пескоструйной перфорации дает хороший эффект при вторичном вскрытии продуктивных пластов по сравнению с другими способами перфорации, однако способ затратный и громоздкий, особенно в зимнее время.

Для прогрева призабойной зоны применяются электронагреватели, спускаемые на забой скважины на кабеле. Наиболее простой способ разогрева призабойной зоны, это циркуляция горячей нефти или дизельного топлива через НКТ и затрубное пространство. Этот способ обеспечивает вымывание из призабойной зоны продуктов разогрева (смолы, парафин и др.).

Термогазохимическое (ТГХВ) воздействие на нефтяные пласты позволяет разогреть парафинисто-смолистые отложения в призабойной зоне и в порах пласта за счет создаваемого давления пороховыми горячими газами.

Одним из способов воздействия на продуктивные пласты является гидравлическая вибрация пласта. Практика показывает, что виброобработка нагнетательных скважин увеличивает их приемистость, но из-за дополнительного подъема насосно-компрессорных труб редко используется данный метод. Преподавателями кафедры НГТ ПНИПУ предложена конструкция гидравлического вибратора золотникового типа с постоянным размещением его на забое скважины (рис. 8.4, 8.5). Этот вариант позволяет проводить гидровоздействие без подъема НКТ. Для вибровоздействия в НКТ сбрасывается шарик и после прекращения операции шарик обратным потоком вымывается на поверхность. За последнее время нефтедобывающие предприятия стали широко использовать наклонное, веерное, горизонтальное бурение из старых стволов скважин, это мероприятие дает хорошие результаты. Достаточно много скважин, выполнивших свое назначение, начинают давать продукцию.

Перспективное направление по вторичному вскрытию продуктивных пластов займет сверление эксплуатационной колонны. Норвежские нефтяные фирмы разработали способ сверления колонны с помощью сверла, закрепленного на гибком тросу. Данный способ позволяет сверлом проникать вглубь пласта на 10-15 метров, исключает растрескивание цементного кольца за колонной.

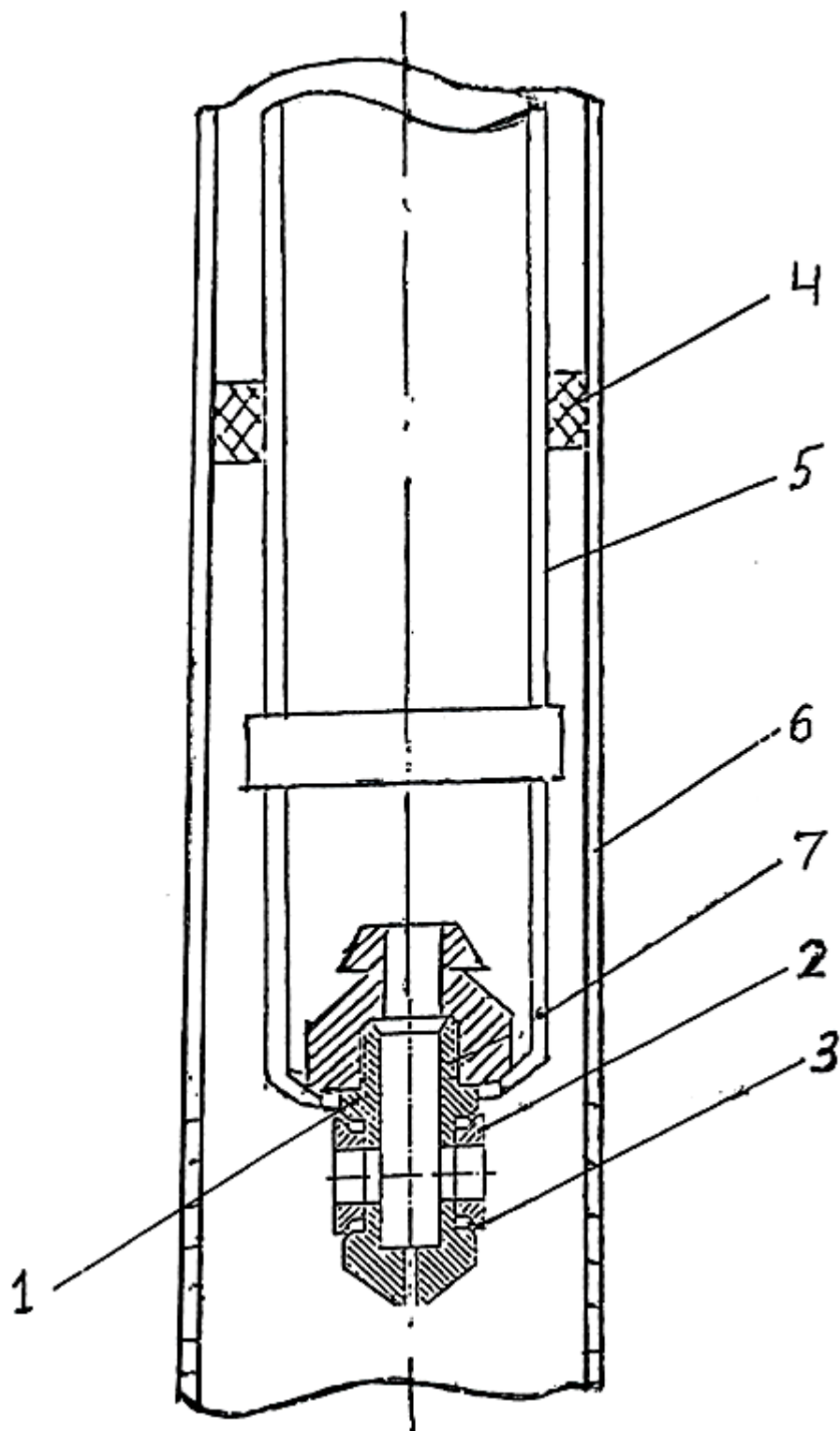


Рис.8.4 . Гидравлический вибратор золотникового типа

- 1 - стакан со щелевыми прорезями; 2 - цилиндрический золотник;
 3 - шариковая опора; 4 - пакер; 5 - НКТ; 6 - эксплуатационная колонна;
 7 - посадной патрубок;

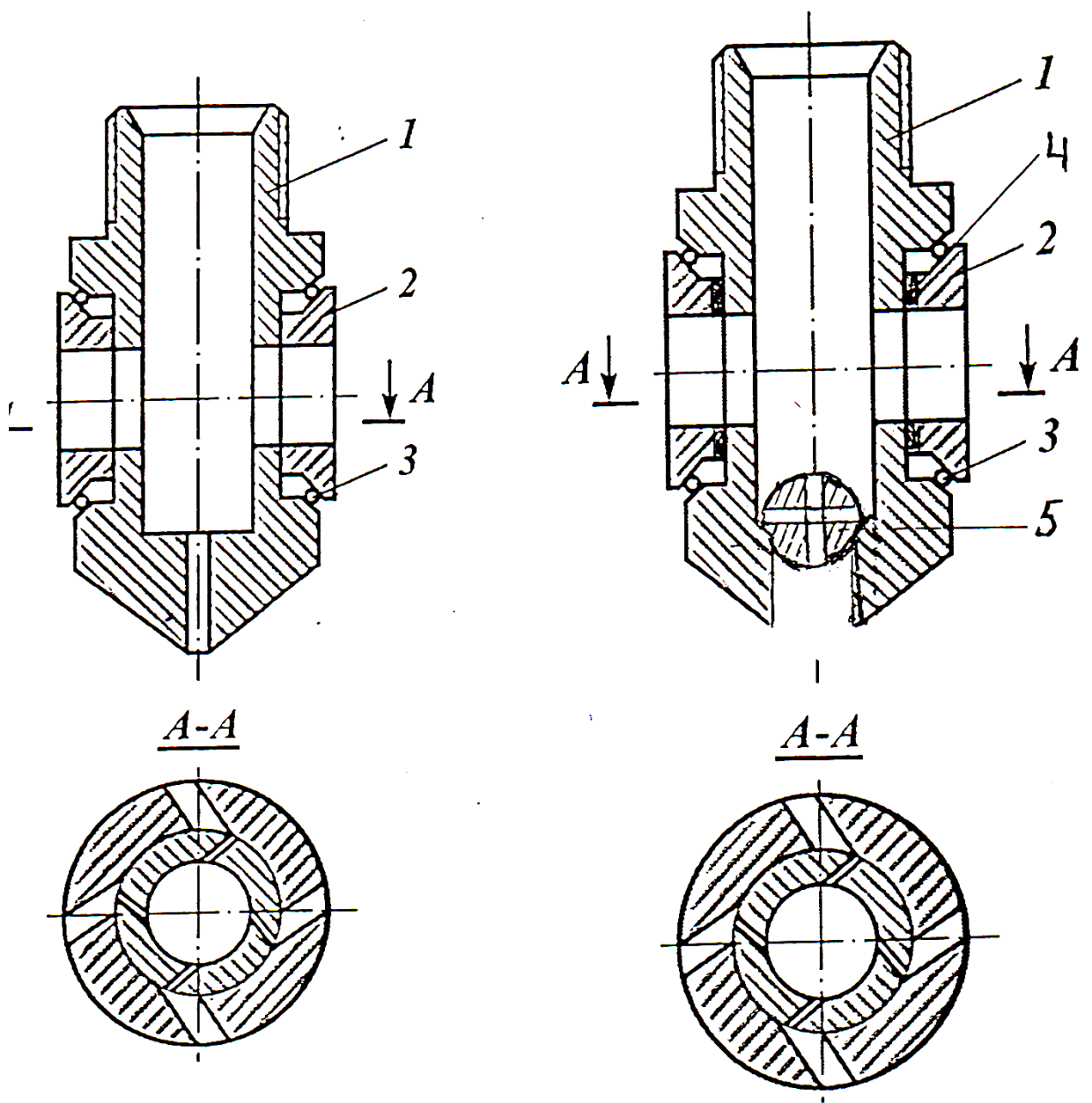


Рис.8.5. Гидравлический вибратор золотникового типа
 1 - стакан с щелевыми прорезями; 2 - цилиндрический золотник; 3 - шариковая опора; 4 - второпластовое кольцо; 5 - шар;

Глава 9. Исследование скважин и пластов

9.1. Общие понятия об исследовании скважин и пластов.

Исследование скважин и пластов - это совокупность различных мероприятий, направленных на измерение определенных параметров в работающих и остановленных скважинах. Целью исследования скважин является получение данных для оценки их продуктивности, определения профиля притока и приемистости, пластового и забойного давления, статического и динамического уровня, температуры. Отбирая пробы из скважины, определяют плотность, вязкость, давление насыщения, обводненность, газонасыщенность и другие показатели добываемой продукции. Нефтяные и газовые пласты исследуются, чтобы получить информацию для рационального способа эксплуатации скважин и получения максимального коэффициента нефтеизвлечения, определить коэффициенты пьезопроводности, гидропроводности, упругоёмкости, определить проницаемость, нефте-и водонасыщенность, неоднородность, песчанистость.

Для эффективной разработки нефтяного и газового месторождения необходимо иметь сведения о режиме дренирования, т е знать как перемещается вода – и газонефтяной контакт, как падает или повышается пластовое давление в целом по пласту или по отдельным блокам. Гидродинамические исследования скважин проводятся на стационарных и нестационарных режимах их работы. Скважины исследуются термодинамическим и дебитометрическим методом. Одним из методов исследования пластов является метод гидропрослушивания. К исследовательским работам относятся также работы по динамометрированию (измерение нагрузок на штанги), определение динамических уровней в скважинах и т.д.

9.2. Методы исследования скважин

9.2.1. Исследование скважин на приток при установившемся режиме

Наиболее простым и доступным методом гидродинамического исследования скважин является метод установившихся отборов, иногда этот метод называют методом пробных откачек. Стационарный режим работы одной скважины практически невозможен. На месторождении одновременно эксплуатируются сотни, иногда тысячи скважин и по разным причинам их режим меняется. Изменение режима на соседних скважинах не может не влиять на режим работы исследуемой скважины. Поэтому стационарные режимы работы скважин могут существовать только теоретически. При условно установившемся отборе жидкости из скважины, после исследования мы получаем данные, которые характеризуют только призабойную зону. Метод пробных откачек заключается в последовательном изменении отбора жидкости из пласта, ее точного замера с одновременной фиксацией забойного давления. Ряд таких замеров позволяют определить зависимость изменения дебита от изменения забойного давления и составить уравнение притока.

$$Q = K_{\text{прод}} \cdot (P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}}), \quad (9.1)$$

где Q – установившийся дебит жидкости в скважине, т/сут;

$K_{\text{прод}}$ – коэффициент продуктивности скважины, т/сут·МПа;

$P_{\text{пл}}$ и $P_{\text{заб}}$ – пластовое и забойное давление, МПа;

$P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}} = \Delta P$ – забойная депрессия, МПа.

Основной целью исследования на установившихся отборах является построение индикаторной диаграммы (индикаторной линии) скважины. Индикаторной диаграммой скважины называется графическая зависимость установившегося дебита от депрессии (забойного давления), т.е. $Q = f(\Delta P)$, $Q = f(P_{\text{заб}})$. На рис. 9.1. представлены типичные индикаторные диаграммы.

При $P_{\text{заб}} > P_{\text{нас}}$ возможны два следующих варианта:

– если в процессе исследования сохраняется линейный закон фильтрации жидкости, тогда справедливо выражение:

$$Q = K_{пр} \cdot \Delta P \quad (9.2)$$

и индикаторная кривая с номером 1 будет прямолинейной.

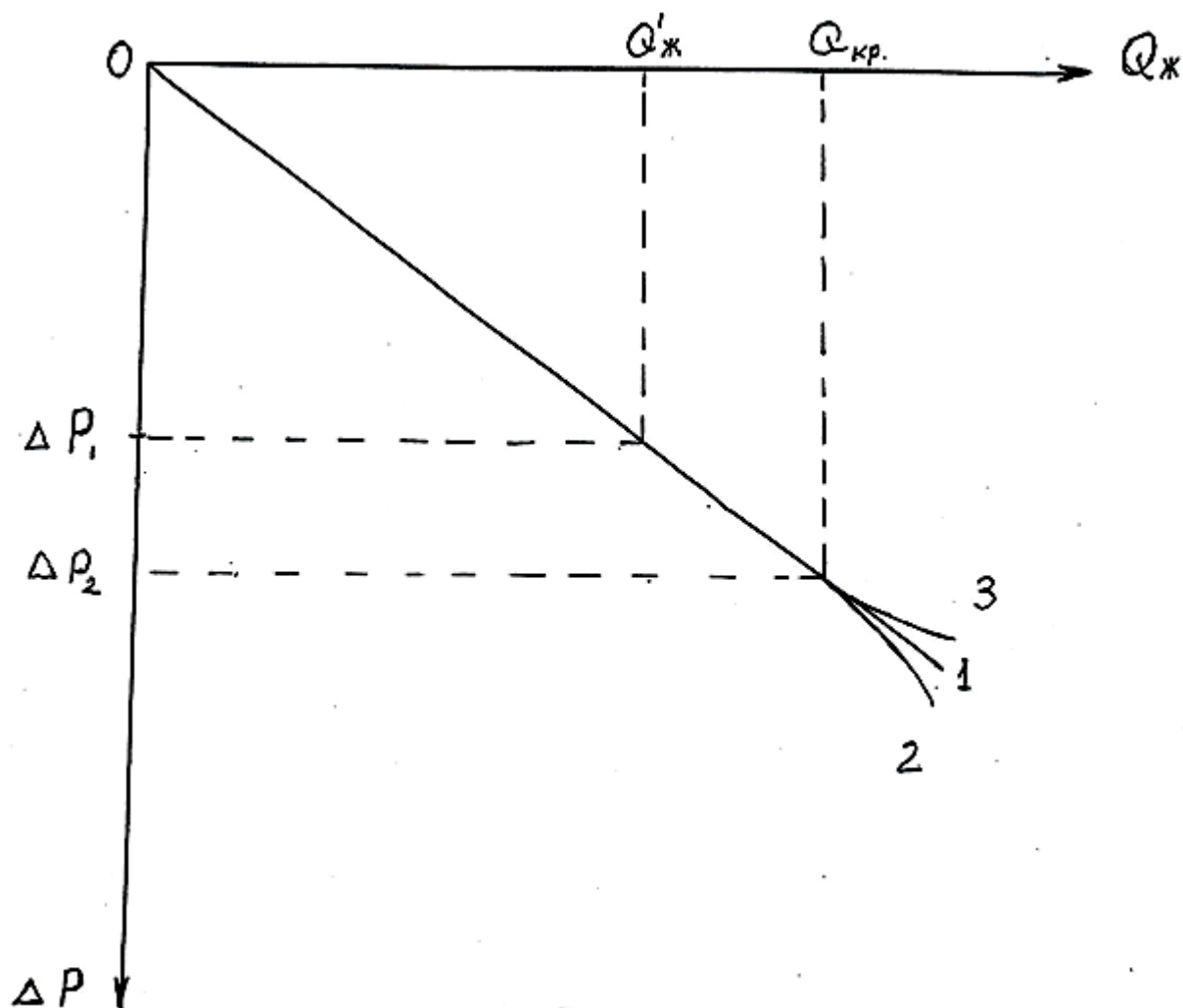


Рис. 9.1. Индикаторная кривая при $P_{заб} > P_{нас}$

– второй случай, когда линейный закон фильтрации жидкости нарушается при некоторой величине дебита $Q_{кр}$. В этом случае индикаторная кривая вначале имеет прямолинейный участок (до величины дебита $Q_{кр}$), а затем постепенно переходит в кривую выпуклую к оси дебита (кривая 2). Выпуклая часть кривой означает, что на этом участке наблюдается нелинейный закон фильтрации жидкости в призабойной зоне скважины и, как правило,

характеризует режим истощения. Индикаторные диаграммы, вогнутые по отношению к оси дебитов (кривая 3) характерны при увеличении притока жидкости при, повышении ΔP за счет подключения ранее неработающих пропластков. Для определения коэффициента продуктивности, как правило, используют лишь прямолинейный участок кривой 1.

9.2.2. Исследование скважин при неустановившемся режиме

Метод восстановления давления более сложный и применяется в условиях проявления упругого режима эксплуатации. Такие условия возникают всегда при остановках, пусках скважин, а также при изменении режима их эксплуатации, при перераспределении давления вокруг скважины и зависят от пьезопроводности зоны реагирования. Исследование заключается в получении зависимости забойного давления $P_{зab}$ в скважине как функции времени $P_{зab} = f(t)$ после изменения режима ее работы. Кривая восстановления забойного давления (КВД) во времени имеет вид, изображенный на рис. 9.2.



Рис.9.2. Кривая восстановления забойного давления

Если перестроить график в координатах $\ln t - \Delta P(t)$, то новый график будет иметь прямолинейный участок, рис. 9.3.

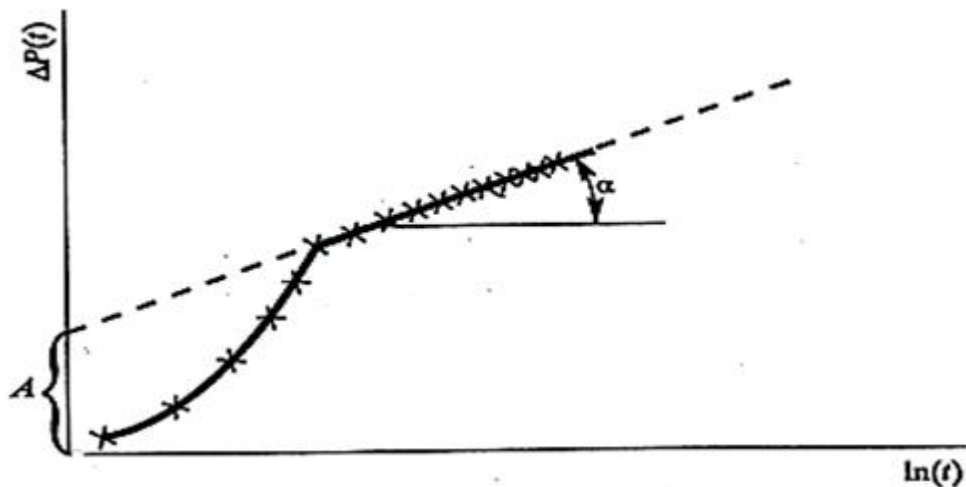


Рис.9.3. Кривая восстановления забойного давления в координатах $\Delta P(t) — \ln(t)$

На перестроенной кривой $\Delta P(t)$ от $(\ln t)$ отыскивается прямолинейный участок, по двум точкам которого определяется угловой коэффициент α , который равен $\alpha = (\Delta P_1 - \Delta P_2) / (\ln t_1 - \ln t_2)$. Пользуясь законом Дарси на прямолинейном участке и уравнением Дюпюи, определяется значение $\text{tg} \alpha = Q \cdot \mu / 4 \cdot \pi \cdot k \cdot h$. Из приведенного уравнения можем рассчитать коэффициент гидропроводности:

$$kh / \mu = Q / \text{tg} \alpha \cdot 4\pi. \quad (9.3)$$

Зная коэффициент гидропроводности и пьезороводности:

$$\alpha = \frac{k}{\mu(m\beta_{ж} + \beta_{п})} \quad (9.4)$$

можно вычислить приведенный радиус скважины из формулы:

$$\frac{kh}{\mu} = \frac{Q}{4\pi \Delta P_{заб}(t)} \ln \frac{2,25 \alpha t}{r_{прив}^2} \quad (9.5)$$

9.2.3. Метод гидропрослушивания

Для контроля за пластом в целом пользуются методом гидропрослушивания. Данный метод дает более полное представление о

физических свойствах пластов и жидкостей. Сущность его заключается в наблюдении за изменениями статического уровня или давления в простаивающих скважинах при изменении отбора жидкости в работающих скважинах. Изменения давления в пласте распространяются лишь по проницаемым участкам и не будут реагировать на понижение давления, если непроницаемая граница замкнута, и наоборот, будут реагировать, если непроницаемая граница не замкнута.

9.3. Исследование скважин, оборудованных штанговыми насосами

При эксплуатации скважин штанговыми насосами дебит скважины измеряют обычным способом – на замерной групповой установке, забойное давление – манометром, установленным под насосом. При данном варианте давление измеряется не на забое скважины, а в районе насоса. Измеряют давление на забое малогабаритным глубинным манометром (при наличии эксцентричной трубной головки) или расчетным путем, измеряя динамический уровень в скважине. Проходит испытание беспроводной стационарный глубинный манометр, который позволит в любое время измерять забойное давление. Чтобы рассчитать забойное давление по динамическому уровню, его определяют эхометрической установкой (рис. 9.4).

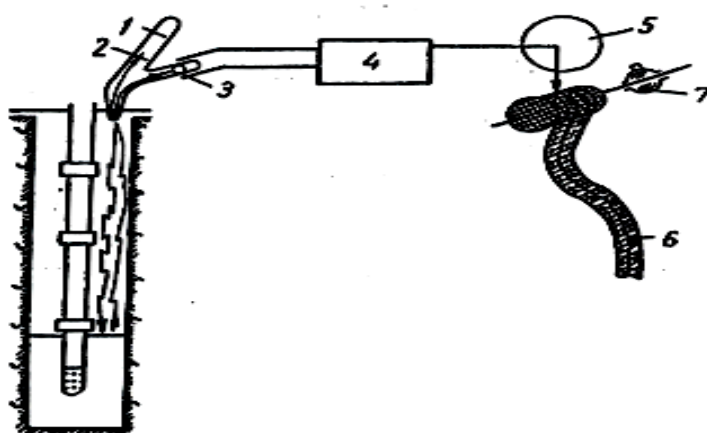


Рис. 9.4. Схема эхометрической установки

Через затрубное пространство подают импульс звуковой волны. Звуковая волна, пройдя по стволу скважины, отражается сначала от репера (репер устанавливается на НКТ), затем от поверхности жидкости и возвращается обратно, где фиксируется термофоном (рис. 9.5).

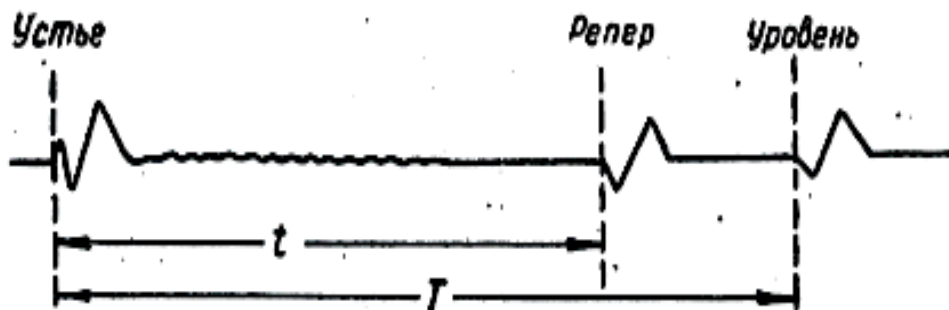


Рис. 9.5. Типовая эхограмма

При известной глубине установки репера (L) и времени пробега волны от устья до репера и обратно (t) скорость распространения ее в скважине будет:

$$v = 2 \cdot L / t,$$

тогда положение уровня жидкости в скважине определится как:

$$H = L \cdot T / t,$$

где, T – время прохождения волны до уровня и обратно.

При эксплуатации скважин штанговыми насосами очень важно знать, как работает пара – цилиндр, плунжер; приемный и нагнетательный клапаны, обрыв штанг и т.д. С помощью динамографа, замеряя нагрузки на штанги, можно определить неисправности насосной установки. На рис. 9.6 показаны практические динамограммы при различных условиях работы штангового насоса. На всех восьми динамограммах штрихами показана теоретическая диаграмма. При нормальной работе глубиннонасосного оборудования без помех и при отсутствии влияния динамических нагрузок и собственных колебаний штанг теоретическая динамограмма почти повторяет фактическую динамограмму. (1).

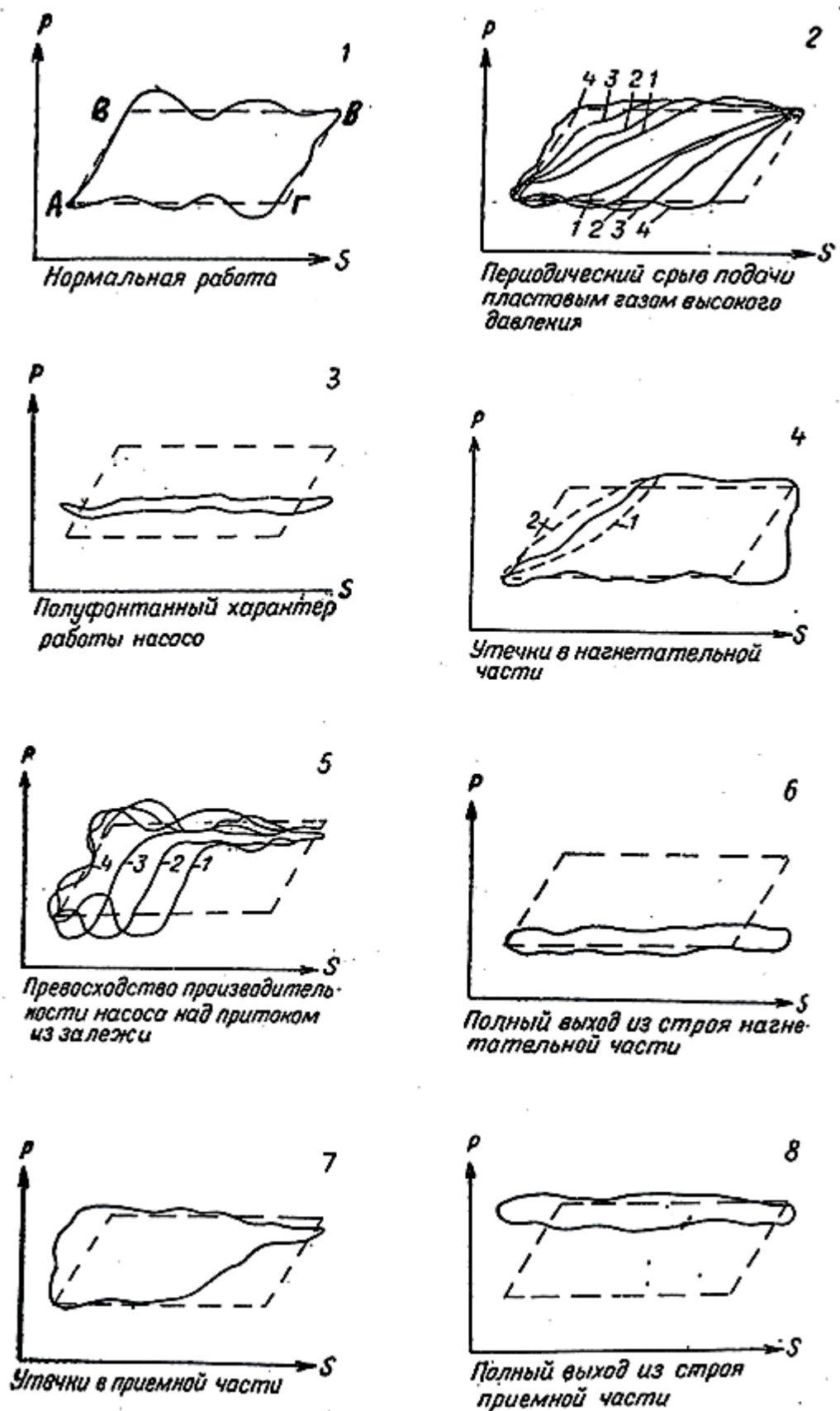


Рис. 9.6. Практические динамограммы (на динамограммах 2 и 5 цифрами обозначен порядок их записей)

При движении полированного штока вверх плунжер насоса неподвижен нагрузка столба жидкости передается на НКТ и происходит растяжение штанг (на динамограмме линия АБ). В точке Б открывается приемный клапан, цилиндр насоса заполняется жидкостью (линия БВ). При движении полированного штока вниз (линия ВГ) плунжер некоторое время будет неподвижным относительно цилиндра насоса, пока не закончатся сокращение штанг и растяжение НКТ. В точке Г открывается выкидной клапан, жидкость перетекает в НКТ, а плунжер возвращается в точку А (линия ГА).

К исследовательским работам относят ежеквартальные замеры пластового давления в разных точках продуктивного пласта. Давление измеряют в специальных контрольных и простаивающих скважинах, затем выполняют карту изобар.

Глава 10. Поддержание пластового давления

10.1. История развития систем поддержания пластового давления

С началом эксплуатации нефтяного месторождения естественная энергия пласта уменьшается. Пластовое давление в залежи постепенно снижается. Чтобы поддерживать уровни добычи нефти, добиваться максимального коэффициента нефтеизвлечения, необходимо искусственно поддерживать энергетическую систему продуктивного пласта в целом. Впервые проводить метод заводнения на промыслах Пенсильвании предложил геолог Джон Карл в 1880 году, но в то время его предложение не было принято. В результате площадного заводнения пласта на промысле Брэндфорд в 1907 году было замечено, что естественное снижение добычи нефти прекратилось, а к 1937 году добыча нефти достигла 2340 тыс. т против 280 тыс. т в 1906 году. С 1939 года в США на нефтяном месторождении Восточный Техас была организована закачка пластовой (соленой) воды в пласт вудбайн. В 1943 году в США закачка воды велась на 431 месторождениях в 5400 нагнетательных скважин. С конца 40-х годов начался качественно новый этап в развитии технологии нефтедобычи – интенсивное внедрение заводнения, как на энергетически истощенных (вторичный метод добычи нефти), так и на вводимых в разработку (первичный метод) месторождениях. В Советском Союзе нагнетание воды в нефтяные пласты впервые началось в Казахстане, затем в Азербайджане, Краснодарском крае. Особое значение приобрели исследования по научному обоснованию методов поддержания пластового давления (ППД) в связи с проектированием разработки Туймазинского нефтяного месторождения в Башкирии (Волго-Уральская нефтегазоносная провинция) в 1946 году. Успешное осуществление в крупных промышленных масштабах законтурного заводнения на этом месторождении способствовало внедрению метода водного воздействия и в других нефтегазоносных районах страны. На Ромашкинском нефтяном месторождении в Татарии был успешно внедрен

метод внутриконтурного заводнения. По генеральной схеме разработки, составленной ВНИИ в 1956 году залежь в горизонте Д1 должна «разрезаться» рядами нагнетательных скважин на ряд участков – блоков. Вследствие доступности воды, относительной простоты закачки и высокой эффективности вытеснения нефти водой, заводнение стало высокопотенциальным и основным способом воздействия на пласты при разработке нефтяных месторождений.

10.2. Методы заводнения

В зависимости от расположения нагнетательных скважин по отношению к залежи нефти различают: законтурное, приконтурное, внутриконтурное и смешанное заводнение.

10.2.1. Законтурное заводнение

Недостаточное продвижение контурных вод в процессе разработки, не компенсирующее отбор нефти из залежи, сопровождающееся снижением пластового давления и уменьшением дебитов скважин, обусловило возникновение метода законтурного заводнения (рис. 10.1).

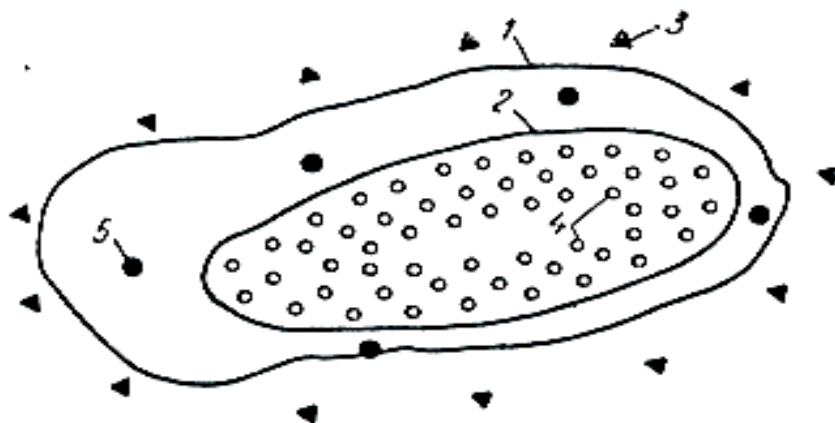


Рис. 10.1. Схема законтурного заводнения

- 1- внешний контур нефтеносности; 2 – внутренний контур; 3 – нагнетательные скважины; 4 – эксплуатационные скважины; 5 – контрольные скважины;

Сущность этого явления заключается в быстром восполнении природных энергетических ресурсов, расходуемых на родвижение нефти к забоям эксплуатационных скважин. С этой целью поддержание пластового давления производится закачкой воды через нагнетательные скважины, расположенные за пределами нефтеносной части продуктивного пласта в зоне, занятой водой за внешним контуром нефтеносности. Данный метод имеет как положительные, так и отрицательные стороны. Положительным фактором является то, что закачиваемая пресная вода не контактирует с нефтью. Нефть выдавливается оторочкой, созданной пластовой водой. С другой стороны – при законтурном заводнении большая доля закачиваемой воды уходит за пределы нефтеносной части продуктивного пласта. Законтурное заводнение будет эффективным при условии высокой однородности нефтяных залежей и хорошей гидродинамической связи законтурной части пласта с нефтеносной.

Чтобы избежать перечисленные недостатки, применяют приконтурное заводнение, хотя и этот метод имеет свои недостатки. В данном варианте нагнетательные скважины бурятся непосредственно в нефтяную часть залежи, т.е. пресная вода контактирует с нефтью, окисляя ее и увеличивая вязкость.

10.2.2. Внутриконтурное заводнение

Внутриконтурное заводнение осуществляется при разработке крупных месторождений с разрезанием пластов рядами нагнетательных скважин на отдельные блоки. При таком заводнении вода закачивается непосредственно в нефтенасыщенную часть пласта (рис.10.2). На практике применяют несколько видов внутриконтурного заводнения: блоковое, площадное, барьерное, очаговое, сводовое. Блоковое заводнение было применено на Ромашкинском, Осинском, Арланском, Западно-Сургутском и других месторождениях. При разрезании месторождения на блоки, каждый из них разрабатывается по своей системе. Между разрезающими рядами размещают,

как правило, не более пяти рядов добывающих скважин. Это зависит от свойств породы и добываемой жидкости. Известны однорядные, трехрядные и пятирядные системы.

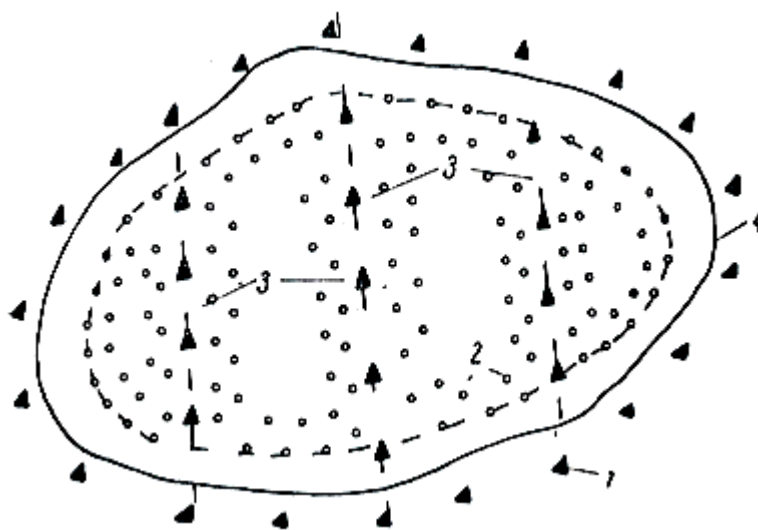


Рис. 10.2. Схема внутриконтурного заводнения

1- нагнетательные законтурные скважины; 2 – эксплуатационные скважины; 3 – разрезающие ряды нагнетательных скважин; 4 – контур нефтеносности;

В дальнейшем, с целью расположения резервных скважин, интенсификации и регулирования разработки месторождений, стали применять схемы очагового и избирательного заводнения, при использовании которых нагнетательные и добывающие скважины располагают не в соответствии с принятой упорядоченной системой разработки, а на отдельных участках пластов. По характеру взаимного расположения нефтедобывающих и водонагнетательных скважин различают несколько разновидностей внутриконтурного заводнения. В настоящее время распространено сводовое (осевое, кольцевое, центральное), очаговое, площадное, избирательное. Площадное заводнение характеризуется рассредоточенной закачкой воды в залежь по всей площади ее

нефтеносности. Площадные системы заводнения по числу скважиноточек каждого элемента залежи с расположенной в его центре одной добывающей скважиной могут быть четырех-, пяти-, семи- и девятиточечные (рис.10 3).

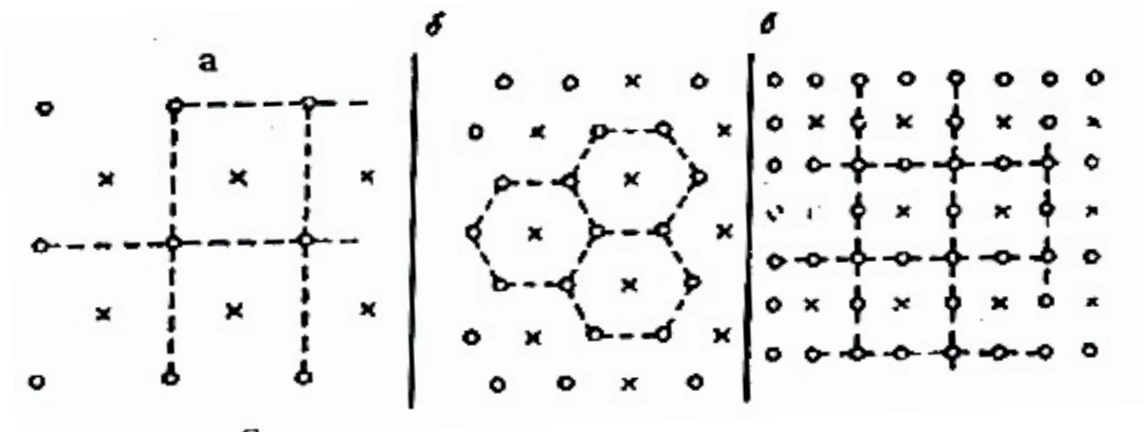
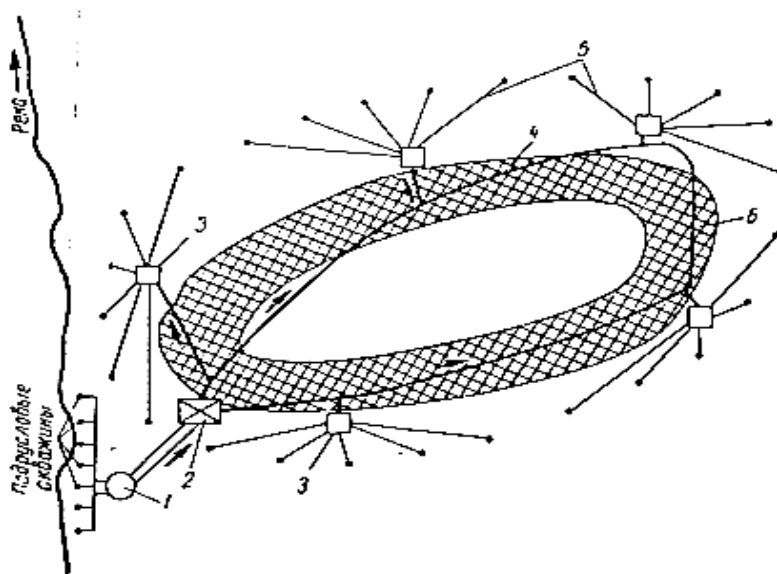


Рис. 10.3. Схема размещения скважин при площадном заводнении

а - 5-точечная система, б – 7- точеная система, в - 9-точечная система.

Схема водоснабжения для поддержания пластового давления на месторождениях приведена на рис. 10.4.



1 –насосная водозабора (станция первого подъема), 2 – насосная второго подъема, 3 – насосные кустовые станции, 4 – магистральный водовод, 5 – разводящие водоводы к нагнетательным скважинам, 6 – полоса размещения эксплуатационных скважин.

Рис. 10.4. Схема водоснабжения при законтурном заводнении

Система ППД должна обеспечивать:

- объемы закачки воды в продуктивные пласты и давления ее нагнетания по скважинам участка, объектам разработки и месторождения в целом в соответствии с технологическими схемами и проектами разработки;
- подготовку закачиваемой воды до кондиций (по составу, физико-химическим свойствам, содержанию мехпримесей, кислорода, микроорганизмов), удовлетворяющих требованиям технологических схем и проектов разработки;
- возможность систематических замеров приемистости скважин, учета закачки воды как по каждой скважине, их группам, по пластам и объектам разработки, так и по месторождению в целом, контроль ее качества;
- герметичность и надежность эксплуатации, применение замкнутого цикла водоподготовки и заводнения с использованием сточных вод;
- возможность изменения режимов закачки воды в скважины, проведения гидроразрыва пласта (ГРП) и обработки призабойной зоны (ОПЗ) с целью повышения приемистости пластов.

10.3. Технология подготовки пресных и сточных вод для закачки в нефтяные пласты

Для промышленного заводнения, особенно крупных нефтяных месторождений, решающее значение имеет подбор технологической жидкости. Жидкость должна быть не дорогой, по вязкости близкой к вытесняемой нефти, обеспечить максимальный коэффициент нефтеизвлечения. На старых месторождениях, где высокая обводненность, наилучшей технологической жидкостью является пластовая (попутная) вода. В данном случае решаются сразу две проблемы, первая – подготовленная пластовая вода удовлетворяет всем требованиям технологической жидкости для закачки ее в продуктивные пласты и вторая – утилизируется агрессивная жидкость. Для закачки в нефтяные пласты с целью поддержания пластового давления и повышения нефтеотдачи используют индивидуальные среды,

растворы, композиции различных веществ, представляющие собой побочную продукцию или отходы нефтехимии, иных производств. В Пермском крае накоплен большой опыт закачки в нефтяные пласты щелочных растворов, диоксида углерода (CO₂).

В системе поддержания пластового давления вопросы подготовки воды (жидкости) занимают главенствующее положение, особенно для нефтяных месторождений с малопроницаемыми коллекторами. Источники закачиваемой воды могут быть разными. В настоящее время, на различных промыслах используют воды : открытых водоемов (рек, озер, водохранилищ, морей); грунтовые (подруслоевые и артезианские); глубинные (нижних и верхних глубинных водоносных горизонтов); сточные.

Грунтовые воды характеризуются значительным многообразием химического состава (минерализация 100–200 мг/л), небольшим содержанием взвешенных частиц.

Воды открытых водоемов значительно уступают по качеству, содержат большое количество механических примесей (глины или песка), особенно в период ливней и паводков, снеготаяния, способны вызвать набухание глин.

Воды глубинных водоносных горизонтов в большей степени минерализованы и часто не требуют дополнительной подготовки.

Сточные воды состоят в основном из пластовых, добываемых вместе с нефтью, пресных, подаваемых в установки подготовки нефти и ливневых вод. Они минерализованы (15–3000 г/л) и обладают хорошими нефтевытесняющими свойствами. Но содержат большое количество эмульгированной нефти, механических примесей, а также диоксида углерода и сероводорода.

Источник воды выбирают на основе данных технико-экономического анализа с учетом технологии водоподготовки.

На месторождениях Татарии, Башкирии, Пермского края используют поверхностные пресные воды, в Азербайджане и на п-ове Мангышлак - каспийскую воду.

На юрских продуктивных объектах месторождений Западной Сибири кроме поверхностных вод в качестве рабочего агента используют воду апт-альб-сеноманского горизонта. Воды апт-сеноманского комплекса имеют практически повсеместное распространение, хлоридно-натриевые, слабощелочные, соленые с минерализацией 10г/л. Воды стабильны к выпадению карбонатов кальция, возможным является выпадение гидроокиси железа. Состав вод устойчив во времени. При смешении с пластовой водой они практически не дают осадка.

Требования к воде, нагнетаемой в пласт меняются в зависимости от:

- свойств продуктивного горизонта (пласта);
- от его строения и неоднородности;
- от типа закачиваемой жидкости;
- от характера решаемых промысловых задач.

Классические требования, предъявляемые к нагнетаемой в продуктивный пласт воде:

- невысокое содержание механических примесей;
- не значительное содержание эмульгированной нефти;
- коррозионная инертность по отношению к напорным и распределительным трубопроводам, насосам, скважинному оборудованию нагнетательных скважин;
- отсутствие в воде сероводорода, диоксида углерода, водорослей, микроорганизмов, инициирующих интенсивное развитие коррозии оборудования и существенное снижение приемистости нагнетательных скважин.

10.4. Взаимодействие нагнетаемой воды с коллектором и пластовыми флюидами

Эффективность заводнения зависит от очень многих факторов: от природных коллекторов, слагающих нефтяные пласты, их пористости, проницаемости, песчанности, глинистости, расчлененности; от физических

и химических свойств нефти и связанной воды, газового фактора, вязкости и давления насыщения. Исходя из перечисленных факторов, нужен особый подход к выбору вытесняющего агента. Из-за дешевизны и доступности поверхностных или подземных вод, основным агентом для заводнения нефтяных пластов применяется вода без каких-либо добавок. Однако, многочисленные исследования в лабораторных условиях и проведенные опыты непосредственно на нефтяных месторождениях показали, что подготовка жидкости для вытеснения нефти дает высокие положительные результаты. Опыт разработки отечественных и зарубежных месторождений показывает, что заводнение оказывается довольно эффективным методом воздействия на низкопроницаемые коллектора при строгом соблюдении необходимых требований к технологии его осуществления. Основные причины вызываемые снижением эффективности заводнения низкопроницаемых пластов являются: набухание глинистых пород при контакте с пресной закачиваемой водой, засорение коллектора мелкодисперсными механическими примесями, находящимися в закачиваемой воде, выпадение в пористой среде коллектора осадков солей при химическом взаимодействии нагнетаемой и пластовой воды, значительная чувствительность к характеру смачиваемости пород нагнетаемым агентом, снижение проницаемости коллектора за счет выпадения парафинов и т.д. В литературе и на практике сегодня известно достаточно много способов обработки закачиваемой воды для заводнения нефтяных пластов. Это полимерное заводнение с применением поверхностно-активных веществ (ПАВ), мицелярное, щелочное, растворами кислот, углекислотное, нагнетание пара, горячей воды. Для более эффективного вытеснения нефти используются микробиологические методы, пластовое горение и т.д. В Западной Сибири в больших промышленных масштабах используется для закачки агента в пласт апт-альб-сеноманская пластовая вода, которой имеется достаточно большой объем в апт-альб-сеноманском пласте. Данная вода не насыщена кислородом, она более близка

к нефти по вязкости. Это условие используется при законтурном заводнении, когда нефть выдавливается не закачиваемой водой, а родной пластовой.

10.5. Приемистость нагнетательных скважин

Давление нагнетания и объемы закачиваемой воды должны находиться в технически осуществимых пределах и не должны превышать возможностей технологического оборудования (технические характеристики существующих серийных насосов, высоконапорных водоводов, насосно-компрессорных труб, неконтролируемого гидроразрыва пласта и т.д.). Некоторое регулирование давления нагнетания и объемов закачки возможно воздействием на призабойную зону нагнетательных скважин для уменьшения или увеличения их поглотительной способности (кислотные обработки, гидроразрывы, дополнительная перфорация, изменение профиля приемистости и др.). Выше уже отмечалось, закачка воды осуществляется с целью сокращения сроков выработки месторождения, увеличения коэффициента нефтеотдачи, более равномерного отбора нефти по площади всего нефтяного месторождения, снижения затрат при добыче нефти. Для оценки степени компенсации отборов жидкостей из пласта закачкой вводится понятие коэффициента компенсации m_T . Этот коэффициент показывает, насколько скомпенсирован отбор закачкой в данный момент времени. Если $m_T < 1$, закачка отстает от отбора и следует ожидать падения среднего пластового давления. Если $m_T > 1$, закачка превышает отбор и давление в пласте должно расти. При $m_T = 1$ должна наблюдаться стабилизация текущего пластового давления на существующем уровне, независимо, каким он был в начале разработки. Коэффициент накопленной компенсации, это отношение суммарного количества воды закачанного в пласт от начала закачки до данного момента времени к добытому объему жидкости из пласта.

10.6. Исследование нагнетательных скважин

Наиболее простым и доступным методом исследования нагнетательных скважин является, как и фонтанных скважин, метод переменных остановок

скважины. Технология такова: определяют рабочее буферное давление, затем закрывают скважину и прослеживают падение буферного давления с промежутком времени через 5, 10, 20, 30 мин, 1 час, 4 часа, 24 часа и каждые сутки до $P_{\text{буф}} \sim 0$. На участке, близком к стабильному (пластовому), должно быть не менее 2 точек с промежутком по времени 2-3 часа. По двум точкам проводят линию, которую называют кривой падения давления (КПД). Отношением количества закачиваемой воды к перепаду давления находим коэффициент приемистости скважины:

$$K_{\text{пр}} = Q_{\text{зак}} / \Delta P \quad (10.1)$$

где Q – объем закачиваемой воды в единицу времени (приемистость скважины), ΔP – разница между давлением на забое скважины и пластовым давлением. При закачке жидкости в нефтяной пласт очень важно знать, какая часть пласта принимает закачиваемую жидкость, а какая не принимает, или плохо принимает. С этой целью, специальным прибором, снимают профили приемистости в нагнетательных скважинах. Чаще всего профили приемистости снимают до какого-либо воздействия на пласт в интервале перфорации и после воздействия.

10.7. Учет закачиваемой воды в нефтяные пласты

Нормы закачки воды по скважинам и в скважины по пластам устанавливаются один раз в квартал и оформляются в виде технологического режима нагнетательных скважин. В режимах, помимо норм закачки, указывается давление нагнетания. В зависимости от схемы заводнения, в проектном документе дается обоснование величины оттока нагнетаемой воды за контур нефтеносности по годам освоения заводнения. Величина потерь должна уточняться промысловыми исследованиями и отражаться в авторском надзоре. Замер закачиваемой в пласт воды по каждой скважине осуществляется с помощью дифференциальных расходомеров, других

счетчиков, установленных в водораспределительных пунктах. При индивидуальных установках замер осуществляется на скважинах.

10.8. Характеристика закачиваемых в пласт вод

10.8.1. Общие понятия о пресных и пластовых водах закачиваемых в продуктивные пласты.

В настоящее время для целей ППД используется несколько видов воды, которые определяются местными условиями. Это – пресная вода, добываемая из специальных артезианских или подрусловых скважин, вода рек или других открытых водоисточников, вода водоносных горизонтов, встречающихся в геологическом разрезе месторождения, пластовая вода, отделенная от нефти в результате ее подготовки. Все эти воды отличны друг от друга физико-химическими свойствами и, следовательно, эффективностью воздействия на пласт не только для повышения давления, но и повышения нефтеотдачи. Основными качественными показателями вод допускающими их применение для закачки в нефтяные пласты являются: содержание взвешенных частиц в количестве 40 – 50 мг/л размером 5 – 10 мкм, содержание кислорода – до 1 мг/л, содержание железа – 0,5 мг/л, концентрация водородных ионов (рН) – 8,5 – 9,5, содержание нефти до 30 мг/л. Эти данные приведены из опыта применения ППД на нефтяных месторождениях Пермского края и должны быть скорректированы при организации ППД в других районах. Например, на Туймазинском месторождении (Башкортостан) была апробирована химическая обработка пресной воды с целью удаления из нее солей и взвешенных частиц..

10.8.2. Подготовка пресной воды для закачки в пласт.

Основной целью подготовки воды является достижение необходимых эксплуатационных свойств (способность к нефтевытеснению, вязкость, способность обеспечивать заданный коэффициент охвата пласта) и удаление компонентов, вызывающих снижение коэффициента приемистости,

ухудшение качества нефти, негативное воздействие на пласт. Также при приготовлении воды для закачки в пласт «гасятся» те ее свойства, которые могут вызвать нежелательные химические реакции в пласте. В зависимости от требований к закачиваемой воде, а также экологических и технико-экономических условий воды наземных источников подготавливаются двумя способами – с подрусловым и с открытым отбором воды. При открытом отборе из наземного источника непосредственно в водоеме сооружается подводный колодец, в который помещается приемная сетка насоса первого подъема, который перекачивает освобожденную от грубых механических примесей воду на установку очистки. К основным элементам установки относятся дозатор для подачи коагулянта (серно-кислый алюминий $Al_2(SO_4)_3 \cdot 18H_2O$ или железный купорос $FeSO_4$), смеситель для обеспечения взаимодействия коагулянта и воды, осветлитель и гравийно-песчаный фильтр. В осветлителе происходит обменная реакция с образованием хлопьевидных компонентов, которые захватывают механические примеси воды. Основная масса хлопьев с механическими примесями отделяется от воды непосредственно в осветлителе, оставшаяся часть – в гравийно-песчаных фильтрах. Очищенная таким образом вода поступает в подземную емкость, откуда при помощи насосов второго подъема подается в магистральный водопровод системы поддержания пластового давления. Восстановление гравийно-песчаных фильтров осуществляется обратным потоком чистой воды при помощи одного из насосов второго подъема. Продолжительность восстановления 10–15 мин., скорость фильтрации – не более $12–15 \text{ дм}^3/\text{см}^2$, что предотвращает «вымывание» самого фильтра.

10.8.3. Подготовка пластовой воды

На сегодня в Пермском крае, Татарстане, Башкортостане обводненность на большинстве нефтяных месторождениях превышает 80 %, поэтому основной объем закачки осуществляется пластовой водой. Пластовые воды отличаются большим содержанием солей, механических примесей,

диспергированной нефти, высокой кислотностью. Так, вода пласта Д1 Туймазинского нефтяного месторождения относится к высокоминерализованным рассолам хлоркальциевого типа плотностью 1040...1190 кг/куб.м. с содержанием солей до 300 кг/куб.м. (300 г/л). Поверхностное натяжение воды на границе с нефтью составляет 5,5...19,4 дин/см, содержание взвешенных частиц – до 100 мг/л, гранулометрический состав взвешенных веществ характеризуется преимущественным содержанием частиц до 2 мкм (более 50% весовых). Пластовые воды в процессе отделения от нефти смешиваются с пресными, с деэмульгаторами, а также с технологической водой установок по подготовке нефти. Именно эта вода, получившая название сточной, закачивается в пласт. Характерной особенностью сточной воды является содержание нефтепродуктов (до 100 г/л), углеводородных газов до 110 л/куб.м., взвешенных частиц – до 100 мг/л. Закачка в пласт такой воды не может проводиться без очистки до требуемых нормативов, которые устанавливаются по результатам опытной закачки. Сточные воды, используемые в целях поддержания пластового давления, состоят на 85 – 90 % из добытой пластовой воды. В нефтедобывающей промышленности применяются как специально разработанные методы подготовки сточных пластовых вод, так и заимствованные из смежных отраслей, применяющих крупнотоннажные системы очистки воды. Наиболее часто применяют следующие методы:

- отстаивание воды;
- фильтрование воды через пористые или иные среды;
- флотация;
- коалесценция;
- центробежное разделение;
- диспергирование;
- удаление примесей поглотителями;
- озонирование.

В качестве технических средств, для отстаивания воды используют резервуары отстойники, нефтеловушки, пескоотделители и пруды-отстойники.

Резервуары – отстойники обеспечивают очистку сточной воды по герметизированной схеме. В зависимости от производительности, качества сырья и требований к очищенной воде применяют резервуары различной вместимости (от 200 до 5 000 м³) с разнообразной начинкой и обвязкой. Выбор и расчет резервуаров проводится исходя из времени отстаивания воды в течение 8–16 часов. Процесс очистки может производиться в циклическом или непрерывном режиме. Обвязка водоочистных резервуаров большей частью последовательная.

Для глубокой очистки нефтепромысловых сточных вод от эмульгированной нефти и твердых механических примесей предназначен отстойник с патронными фильтрами ОПФ-3000.

10.8.4. Отстойник с патронными фильтрами ОПФ-3000

ОПФ – 3000 предназначен для глубокой очистки нефтепромысловых сточных вод от эмульгированной нефти и твердых механических примесей (рис. 10.5). Отстойник входит в состав комплекса оборудования для очистки сточных вод, используемых в системе ППД. Отстойники эксплуатируются в умеренном и холодном макроклиматических районах по ГОСТ 15150 - 69.

Отстойники ОПФ – 3000 - 01 по ГОСТ 15150 - 69 эксплуатируются в макроклиматическом районе с умеренным климатом со средней температурой – самой холодной пятидневки не ниже 233 К (40 °С). Минимальная допустимая температура стенки отстойника, находящегося под давлением, 233 К (40 °С). Вид климатического исполнения – V1.

ОПФ – 3000 - 02 - в макроклиматическом районе с холодным климатом, со средней температурой самой холодной пятидневки от 232 до 213 °К (от - 41 до - 60 °С). Минимальная допустимая температура находящегося под давлением аппарата, равна 213К (-60 °С).

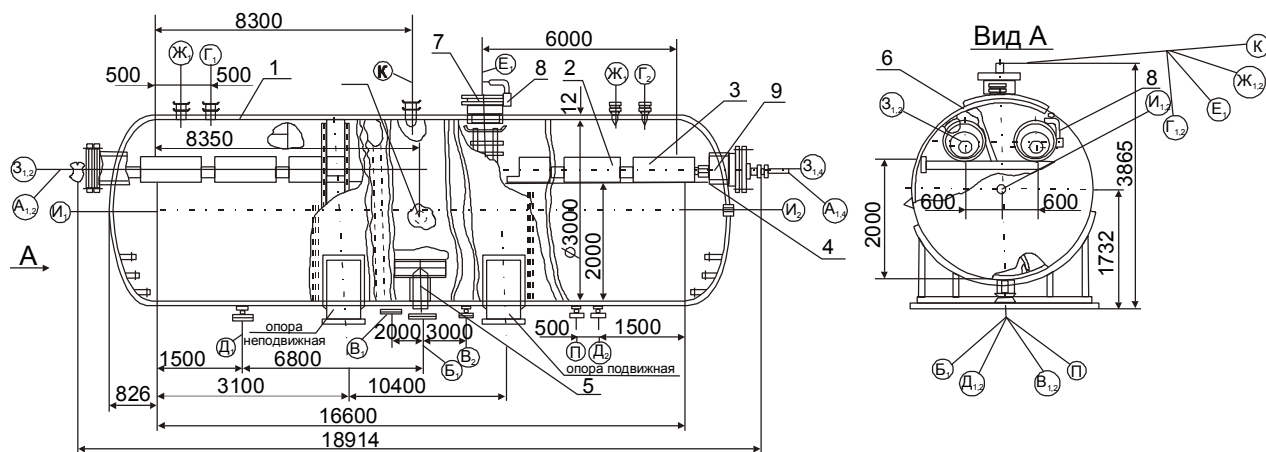


Рис. 10.5. Отстойник с патронными фильтрами ОПФ – 3000

1 – емкость; 2 – фильтр-патрон; 3 – блок фильтров; 4 – отражательный лоток;
5 – сборник чистой воды; 6 – лестница; 7 – люк - лаз; 8 – поворотное устройство; 9 – труба входная.

10.8.5. Принцип работы отстойника

Сточная вода установок подготовки нефти, прошедшая предварительно грубую очистку, поступает через распределитель-гребенку и входную трубу 9 во внутреннюю полость фильтров, откуда под действием напора фильтруется через пенополиуретан в полость отстойника. При фильтрации эмульсии через ППУ происходит укрупнение частиц эмульгированной тонкодисперсной нефти до пленочной, которая потоком жидкости отрывается от поверхности фильтра и всплывает в верхнюю часть отстойника.

Очищенная сточная вода постоянно выводится через сборник чистой воды и подается в систему поддержания пластового давления (ППД).

Всплывшая нефть постоянно или периодически выводится из отстойника через штуцер нефти в емкость уловленной нефти. Выпадающая на дно емкости твердая примесь постоянно или периодически, в зависимости от интенсивности накопления, дренируется с жидкостью в илонакопитель.

Ввод сточной воды в отстойник с двух противоположных сторон позволяет равномерно распределить жидкость в емкости и увеличить коэффициент использования объема отстойника. Расположение фильтров в верхней части отстойника сокращает высоту всплывания частиц нефти и, как следствие, продолжительность пребывания жидкости в отстойнике. Пенополиуретан работает в режиме самоочищения и не требует регенерации, что обеспечивает работу фильтров без замены не менее 12 месяцев. Отстойник может работать в двух режимах: в автоматизированном и неавтоматизированном режиме "полного заполнения". Для работы в автоматизированном режиме отстойник оснащается регуляторами с сигнализаторами уровня раздела фаз "нефть-вода", сигнализаторами верхнего и нижнего предельного уровня жидкости, исполнительными механизмами и расходомером очищенной воды. В режиме "полного заполнения" уловленная нефть вместе с газом отводится постоянно с избытком (до 5-10% от производительности отстойника) сточной воды в емкость уловленной нефти, откуда газ утилизируется, а уловленная нефть - на УПН. Для облегчения настройки отстойника на режим "полного заполнения" рекомендуется предусмотреть в верхней зоне корпуса отстойника 3-4 пробоотборных крана, а на линии вывода очищенной воды и уловленной нефти - расходомеры.

10.8.6. Установка подготовки нефтепромысловых вод для закачки в систему поддержания пластового давления нефтяных месторождений с применением флотатора

Принцип работы установки (рис.10.6) заключается в следующем: пластовая вода подается в тангенциальную песколовку 1 для извлечения крупных взвешенных веществ. Далее вода подается в магнитный сепаратор 2, в котором происходит извлечение основного количества взвешенных веществ под действием магнитного поля. Магнитный сепаратор представляет собой фильтр, загруженный крупными ферромагнитными частицами.

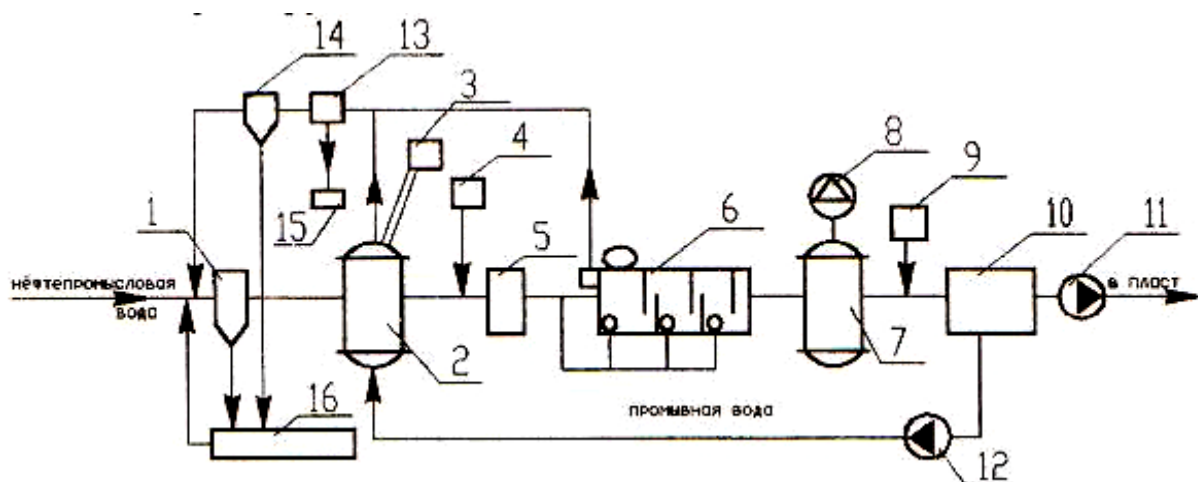


Рис. 10.6. Установка подготовки нефтепромысловых вод для закачки в систему поддержания пластового давления нефтяных месторождений с применением флотатора

1 - песколовка; 2 - магнитный сепаратор; 3 - источник питания; 4 - реагентное хозяйство; 5 - вихревой смеситель; 6 - напорный флотатор; 7 - вакуумный эжектор; 8 - вакуумный насос; 9 - реагентное хозяйство; 10 - резервуар чистой воды; 11 - насосная станции; 12 - промывной насос; 13 - гидрофобный фильтр; 14 - отстойник промывной воды; 15 - накопитель нефти; 16 - иловая площадка;

Источник питания 3 создает магнитное поле внутри фильтра, которое генерирует внутреннее магнитное поле высокой напряженности, под действием которого извлекаются ферромагнитные и парамагнитные взвешенные вещества. Кроме этого, в сепараторе извлекается кислород и сероводород за счет химического взаимодействия с фильтрующим материалом. В предварительно очищенную воду дозируют коагулянт (флокулянт) с помощью реагентного хозяйства 4, реагент перемешивают с водой в вихревом смесителе 5, смесь подают в напорный трех секционный флотатор 6. Под действием растворенного в воде сероводорода и углекислого газа происходит очистка воды флотацией. Эмульгированная нефть и мелкие взвешенные вещества, оставшиеся в воде, флотируются на поверхность и извлекаются пеносборным устройством. Извлечение

остаточного сероводорода и кислорода происходит в вакуумном эжекторе 7с помощью вакуумного насоса 8. После введения в воду бактерицидного препарата с помощью реагентного хозяйства 9, вода подается в резервуар чистой воды 10, откуда насосной станцией 11- в систему ППД. Промывка магнитного сепаратора 2 осуществляется промывным насосом 12. Промывная вода совместно с флотационным шламом подается в гидрофобный фильтр 13 для отделения нефти от воды. Нефть поступает в накопитель 15, а вода - в отстойник промывной воды 14. Отстоявшаяся вода поступает в голову сооружения, а осадок - на иловые площадки 16.

На предлагаемой установке достигнуты следующие показатели качества очищенных нефтепромысловых вод:

- нефть - 5мг/л;
- взвешенные вещества-3 мг/л;
- железо общее - 0,1 мг/л;
- кислород - 0,5 мг/л;
- сероводород - 0,1 мг/л.

10.9. Источники воды для ППД. Водозаборные комплексы.

Поддержание пластового давления (ППД) заводнением требует использования больших объемов качественной воды. Решение проблемы водоснабжения сводится к изысканию надежного и водообильного источника (с оценкой запасов и возможных расходов воды), обоснованию качества воды и разработке технологии ее подготовки. Расход закачиваемой воды определяется стадией разработки месторождения.

В своей работе [32] М.Л. Сургучев графически показал, как изменяется потребность в закачиваемой воде, эффект в добыче нефти от заводнения в процессе разработки нефтяного месторождения при различных режимах выработки запасов, рис. 10.7.

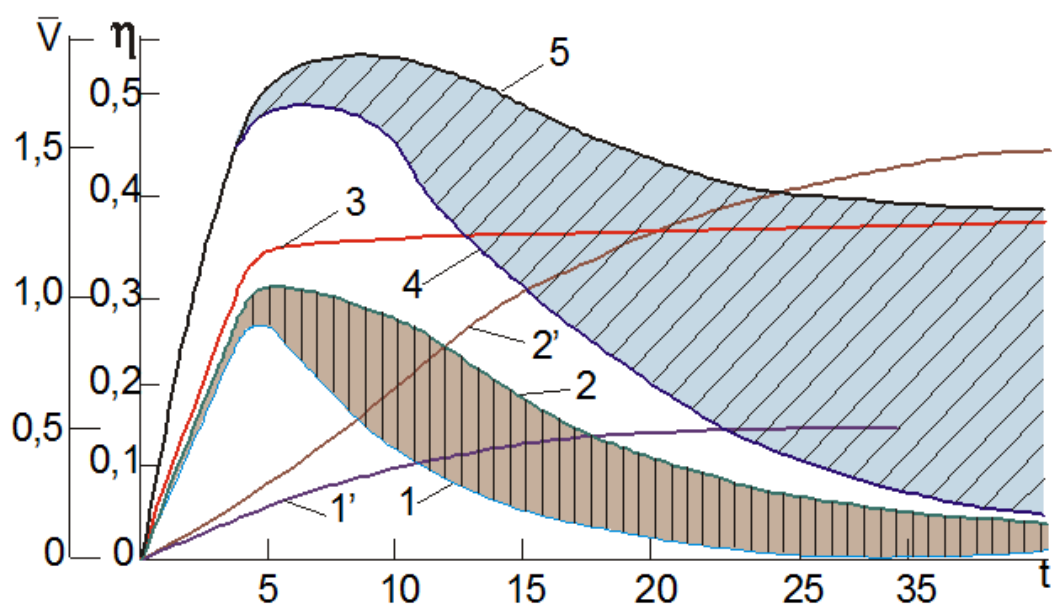


Рис. 10.7. Динамика относительного отбора жидкости, нагнетания воды, потребности в воде V и нефтеотдачи η во времени t .

1, 1' – соответственно добыча нефти и нефтеотдача при режиме растворенного газа; 2, 2', 3 – соответственно добыча нефти, нефтеотдача и отбор жидкости при заводнении; 4 – потребность в воде при полном возврате сточных вод; 5 – расход нагнетания воды. Штриховка: вертикальная – эффект в добыче нефти от заводнения; косая – экономия (возврат) воды.

Источники закачиваемой воды могут быть разными. В настоящее время на различных промыслах используют воды: открытых водоемов (рек, озер, водохранилищ, морей); грунтовые (подрусловые и артезианские); глубинные (нижних и верхних глубинных водоносных горизонтов); сточные.

Грунтовые воды характеризуются значительным многообразием химического состава (минерализация 100–200 мг/л), небольшим содержанием взвешенных частиц.

Воды открытых водоемов значительно уступают по качеству, содержат большое количество механических примесей (лины или песка), особенно в период ливней и паводков, снеготаяния, способны вызвать набухание глин.

Воды глубинных водоносных горизонтов в большей степени минерализованы и часто не требуют дополнительной подготовки.

Сточные воды состоят в основном из пластовых, добываемых вместе с нефтью, пресных, подаваемых в установки подготовки нефти и ливневых вод. Они минерализованы (15–3000 г/л) и обладают хорошими нефтewытесняющими свойствами, но содержат большое количество эмульгированной нефти, механических примесей, а также диоксида углерода и сероводорода.

Источник воды выбирают на основе данных технико-экономического анализа с учетом технологии водоподготовки.

Требования к сеноманской воде, нагнетаемой в пласт, меняются в зависимости от тех же условий, что и при закачке обычных вод:

- 1) от свойств продуктивного горизонта (пласта);
- 2) от его строения и неоднородности;
- 3) от типа закачиваемой жидкости;
- 4) от характера решаемых промысловых задач.

Классические требования, предъявляемые к нагнетаемой в продуктивный пласт воде:

- невысокое содержание механических примесей;
- незначительное содержание эмульгированной нефти;
- коррозионная инертность по отношению к напорным и распределительным трубопроводам, насосам, скважинному оборудованию нагнетательных скважин;
- отсутствие в воде сероводорода, диоксида углерода, водорослей, микроорганизмов, инициирующих интенсивное развитие коррозии оборудования и существенное снижение приемистости нагнетательных скважин.

Растворенный в воде кислород вызывает интенсивную коррозию металла и способствует активному развитию в пласте аэробных бактерий. Диоксид углерода (CO_2) понижает pH воды и приводит к разрушению

защитных окисных пленок на металле, а также к усилению коррозии оборудования. Сероводород образует, реагируя с железом, твердые уносимые потоком воды частицы сернистого железа, а при наличии кислорода – сернистую кислоту. Он может образовываться в результате восстановления содержащихся в воде сульфатов кальция углеводородами нефти с выделением диоксида углерода и в виде осадка карбоната кальция. Наличие его в продукции добывающих скважин приводит к усилению коррозии нефтедобывающего оборудования.

При контроле за составом закачиваемой сточной воды уделяют внимание также условиям возможного развития и размножения так называемых сульфатных бактерий. Сульфатопоглощающие и сульфатообразующие бактерии вызывают биокоррозию металлов. Они могут жить за счет расщепления органических и неорганических веществ и развиваться как при отсутствии свободного кислорода (анаэробные бактерии), так и при наличии растворенного в воде кислорода (аэробные бактерии). Сульфатовосстанавливающие бактерии способны полностью восстанавливать сульфаты, имеющиеся в закачиваемой воде и образовывать до 100 мг/л сероводорода. Ионы сульфатов (SO_4^{2-}) инициируют процесс, а жизнедеятельность получающейся при этом культуры бактерий способствует образованию сульфидов железа. Высокая плотность сульфида железа служит причиной его выпадения в пласте, особенно в призабойной зоне скважин. При выносе же на поверхность FeS вызывает образование трудно разрушимого промежуточного слоя в резервуарах системы подготовки и хранения промышленной продукции.

Из-за химической несовместимости закачиваемой и пластовой вод возможно снижение проницаемости пласта вследствие набухания глин пресных вод и выпадения различных осадков. Механические примеси, соединения железа (продукты коррозии и сернистое железо), водоросли и различные микроорганизмы заиливают (кольматируют) поверхность фильтрации, выключают мелкопористые слои из процесса вытеснения.

Наиболее часто встречающиеся причины снижения проницаемости призабойной зоны пласта нагнетательных скважин на нефтяных месторождениях заключаются в следующем:

- частичная или полная кольтатация порового пространства пласта твердой фазой глинистого раствора встречается в процессе вскрытия пласта бурением и перфорацией, а также твердой фазой промывочной жидкости при производстве в скважине ремонтных или других видов работ;

- кольтатация ПЗП механическими примесями и продуктами коррозии, вносимыми в пласт нагнетаемой водой;

- повышенная остаточная нефтенасыщенность отдельных пропластков, примыкающих к призабойной зоне нагнетательных скважин, особенно тех, которые пробурены внутри контура нефтеносности и переведены под нагнетание воды, за счет снижения фазовой проницаемости по воде;

- кольтатация призабойной зоны пласта окисленной нефтью при нагнетании в пласты подтоварных сточных вод;

- набухание глиен породы-коллектора при взаимодействии с пресной водой и растворами некоторых химических реагентов (щелочей), приводящее к снижению абсолютной проницаемости пласта, особенно низкопроницаемых прослоев;

- снижение проницаемости породы-коллектора на 15 – 60 % может произойти при смене минерализованной сеноманской или подтоварной воды на пресную.

Устанавливать единые нормы по качеству воды для закачки в пласты нецелесообразно. Допустимое содержание механических примесей и эмульгированной нефти принимают с учетом проницаемости и трещиноватости пород до 5–50 мг/л, причем с увеличением трещиноватости повышается допустимое содержание. Диаметр фильтрационных каналов должен быть в 3–6 раз больше диаметра частиц. Пригодность воды оценивается в лаборатории (стандартный анализ состава и свойств, опыты по затуханию фильтрации через естественный керн) и пробной закачкой в пласт.

Принят отраслевой стандарт ОСТ 39 – 225 – 88. Вода для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству. Для каждого показателя принят свой ОСТ. Например, ОСТ 39 – 228 – 89. Оценка совместимости закачиваемой воды с пластовой водой и породой продуктивного пласта. Таких стандартов для закачиваемой воды – одиннадцать.

Особое внимание при закачке в пласт «первичной» или «повторной» воды уделяют составу солей и их содержанию. Химический состав сопоставляют с составом пластовой воды с целью выяснения степени совместимости этих жидкостей в пластовых условиях.

Состав и содержание минеральных солей в воде оценивается по методике шестикомпонентного анализа на положительные ионы кальция (Ca^{2+}), магния (Mg^{2+}) и натрия (Na^{2+}) и отрицательные ионы хлора (Cl^-), сульфата (SO_4^{2-}) и группы HSO_3 . Помимо ионного анализа определяют плотность воды, pH и др. показатели. Допустимые значения перечисленных показателей обычно устанавливают индивидуально для каждого объекта разработки (месторождения, залежи). Индивидуального подхода требуют и отдельные составляющие объекта разработки.

10.10. Водозаборные сооружения с забором воды из открытого водоема с водоочистой станцией

Водозаборы, забирающие воду из открытых водоемов, как правило, сооружаются для заводнения крупных нефтяных месторождений. Иногда такие водозаборы одновременно снабжают питьевой водой население городов и поселков (рис. 10.8). Вода готовится по стандарту питьевой воды.

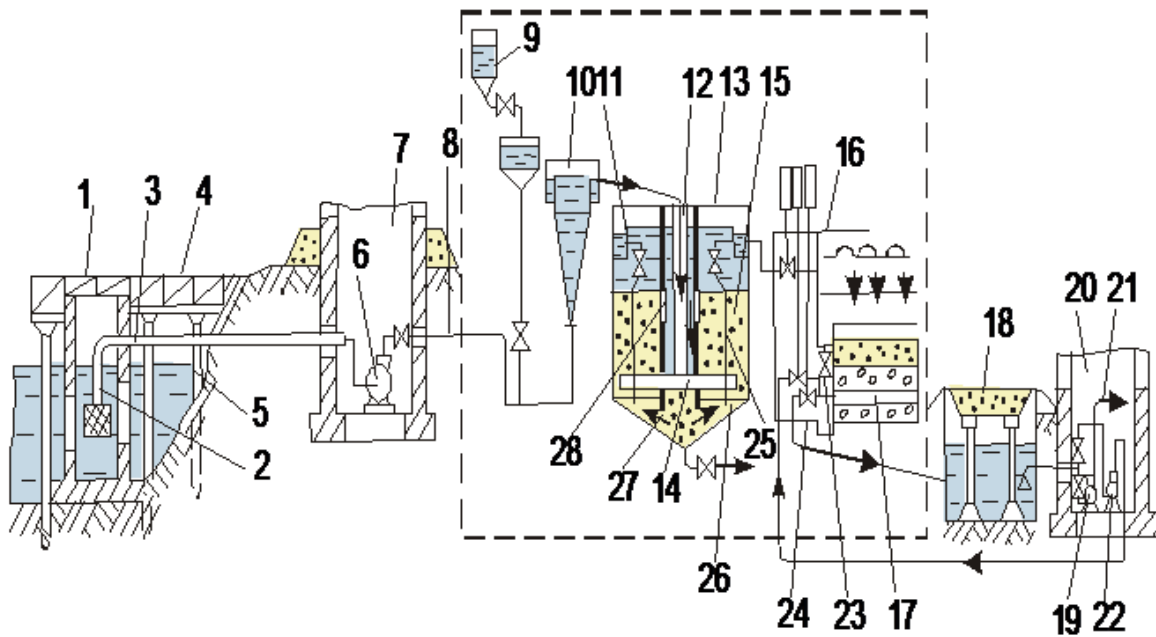


Рис. 10.8. Схема отбора воды из открытого водоема с водоочистой станцией

1 – колодец; 2 – приемная сетка; 3, 8, 21 – водоводы; 4 – мостик; 5 – сваи; 6, 19 – насосы; 7, 20 – насосные станции I и II подъема; 9 – дозатор; 10 – смеситель; 11 – лоток; 12 – центральная труба; 13 – осветитель; 14 – раздаточный коллектор; 15 – пространство для хлопьеобразования; 16 – гравийно-песчаные фильтры; 17 – коллектор; 18 – подземный резервуар; 19, 22 – насос для промывки песчаных фильтров; 23 – задвижка; 24 – лоток; 25 – трубки для отбора воды; 26 – глухое днище; 27 – конус отстойника; 28 – окна.

Подрусловый способ подготовки осуществляется по двум схемам – с вакуумным и с насосным отбором. При вакуумном или сифонном водоотборе в непосредственной близости от водоема сооружается подрусловая скважина, в которую через грунтовую подушку фильтруется вода наземного источника. Установка по подготовке и транспортировке приведена на рис. 10.9: . Подрусловые скважины глубиной до 20 м сооружаются на удалении 70 – 90 м от берега водоема в 150 – 200 м друг от друга. Эксплуатационные

колонны делают из труб диаметром 300 мм, водоподъемные – 200 мм; устье оборудуется бетонным кольцом диаметром 1,5 м и герметичным люком.

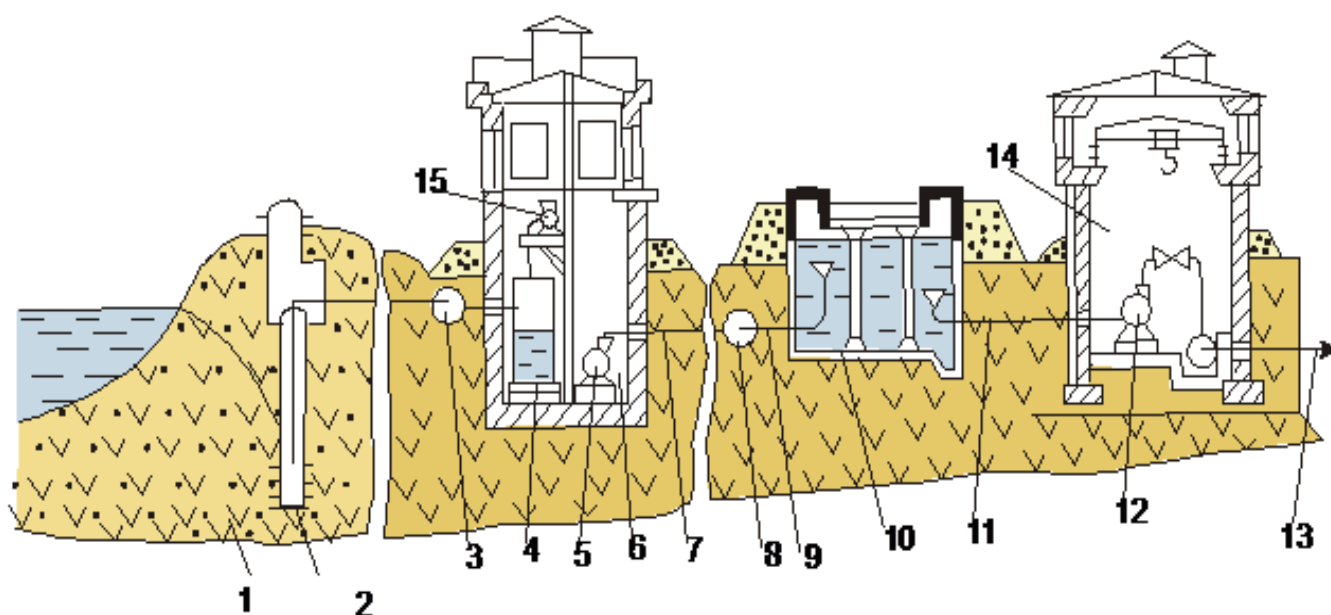


Рис. 10.9. Схема подруслового сифонного водозабора

1–песчаная подушка; 2–подрусловая скважина; 3–групповой сифонный коллектор; 4–вакуум-котел; 5, 12–насосы; 6, 14–насосные станции; 7, 8, 9, 13 – водоводы; 10–резервуар; 11–приемный трубопровод.

Подрусловые скважины глубиной до 20 м сооружаются на удалении 70 – 90 м от берега водоема в 150 – 200 м друг от друга. Эксплуатационные колонны делают из труб диаметром 300 мм, водоподъемные – 200 мм; устье оборудуется бетонным кольцом диаметром 1,5 м и герметичным люком.

Насосная станция первого подъема оснащается вакуум-насосами для обеспечения сифонного водоотбора из подрусловых скважин и насосами для подачи воды в систему ППД и магистральный водовод. На насосных станциях первого подъема, как правило, используют центробежные насосы, которые подбираются в зависимости от объема закачки. Очистка воды при этой схеме осуществляется в основном при фильтрации через подрусловую песчаную подушку. Доочистка может осуществляться на площадке кустовых

насосных станций, перед подачей на прием насосов высокого давления. Схема достаточно эффективна при высоком уровне подрусовых вод.

Схема подготовки подрусовых вод с насосным отбором используется при их низком стоянии (ниже 8 м). В этом случае, каждая подрусовая скважина оснащается центробежным насосом с вынесенным на поверхность электроприводом. Эти насосы создают систему первого подъема. По выкидным линиям и сборным водоводам вода подается на станцию второго подъема, которая помимо насосов включает в свой состав железобетонный подземный резервуар. Насосы второго подъема по нагнетательному трубопроводу перекачивают воду в магистральный (кольцевой или линейный) трубопровод и далее на кустовые насосные станции системы ППД нефтяного месторождения.

Как правило, вода от отдельных сифонных скважин собирается не просто в накопительный резервуар, а на комплекс по дополнительной подготовке воды, например освобождения ее от сульфатных бактерий при помощи дозирования хлора или с помощью бактерицидных ламп.

10.11. Кустовые насосные станции

Основной объем закачиваемой как пресной, так и пластовой воды, в настоящее время осуществляется блочными кустовыми насосными станциями (БКНС), ниже приводится рисунок и техническая характеристика БКНС.

Таблица 10.1

Технические характеристики БКНС

Рабочая среда	Пресная, пластовая вода
Производительность, м ³ /ч (м ³ /сут): - одного насосного агрегата - станции	63(1500) 120(3000); 180(4500); 250(6000); 315(7500)
Давление на приеме насосного агрегата, МПа , не более	2,5

Максимальный развиваемый напор, м	1100;1400; 1800
Напряжение питания, В	6000
Потребляемая мощность, кВт, не более	800
Температура рабочей среды, оС	+1...+40
Температура окружающей среды, оС	-60...+50
Температура внутри блока, оС, не ниже	+5
Категория по взрыво-пожарной и пожарной опасности зданий по НПБ 105-95	Д
Степень огнестойкости по СНиП 21-01-97	IV



Рис.10.10. Кустовая насосная станция

10.12. Индивидуальные погружные установки

Данные установки позволяют закачивать запланированный объем воды в каждую скважину, используя компьютерную технологию. Технология разработана и внедряется в ООО «Сургутнефтегаз». На наш взгляд, предлагаемая нефтяной компанией технология, представляет большой интерес для нефтяников. Рис. 10.11.

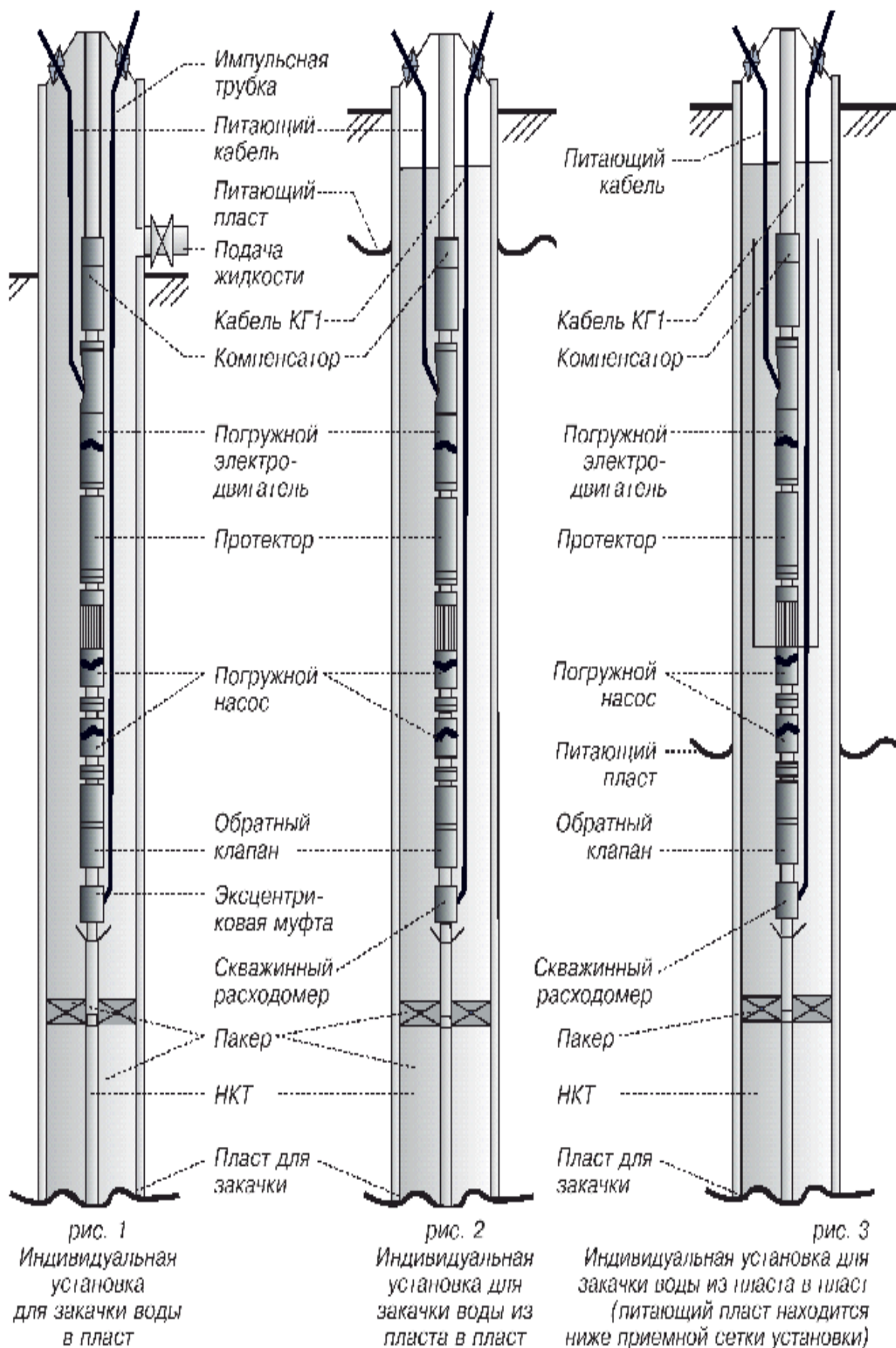


Рис.10.11. Индивидуальные погружные установки

Глава 11. Сбор, подготовка нефти и газа на нефтяных промыслах.

11.1. Общие понятия о подготовке нефти и газа

В процессе сбора и подготовки нефти и газа на нефтяных промыслах возникают задачи отделения из нефти воды, хлористых солей, твердых частиц, попутного газа. Поступающая из нефтяных и газовых скважин продукция не представляет собой чистую нефть и газ. Технически и экономически целесообразно нефть перед подачей в магистральный нефтепровод, далее на нефтеперерабатывающий завод, подвергнуть специальной подготовке. Нефть представляет собой сложное многокомпонентное природное соединение, как правило, насыщенное газом. Пластовые воды нефтяных месторождений являются также растворами хлоридов, сульфидов и карбонатов металлов в воде с примесью пластовой нефти и щелочных солей нафтеновых кислот. В пластовых водах содержатся также механические примеси, углеводородные газы, двуокись углерода, азот и другие соединения.

11.2. Принципиальные схемы нефтегазосбора

В зависимости от местных условий в различных нефтегазодобывающих районах применяют разнообразные схемы промыслового нефтегазосбора. Ко всем схемам сбора предъявляется общее основное требование – обеспечить возможно более полное отделение от нефти газа с последующим его использованием и не допустить потерь легких фракций нефти от испарения, для чего системы нефтесбора должны герметизироваться. При дозировке деэмульгаторов в систему сбора, последняя должна максимально обеспечить не только выделение газа из нефти, но и обеспечить внутритрубную деэмульсацию жидкости. Система нефтесбора должна обеспечить рациональное использование устьевого давления на скважинах, как при эксплуатации скважин механизированным способом, так и фонтанным.

В некоторых нефтедобывающих районах, до внедрения кустового бурения, на каждой скважине монтировался сепаратор (трап), нефть

направлялась на сборный пункт по одной трубе, газ по другой. Схема нефтесбора называлась двухтрубной. На отдаленных скважинах устанавливались насосы для откачки жидкости. В настоящее время на всех российских нефтяных месторождениях внедрена типовая однотрубная напорная система нефтегазосбора, рис. 11.1.

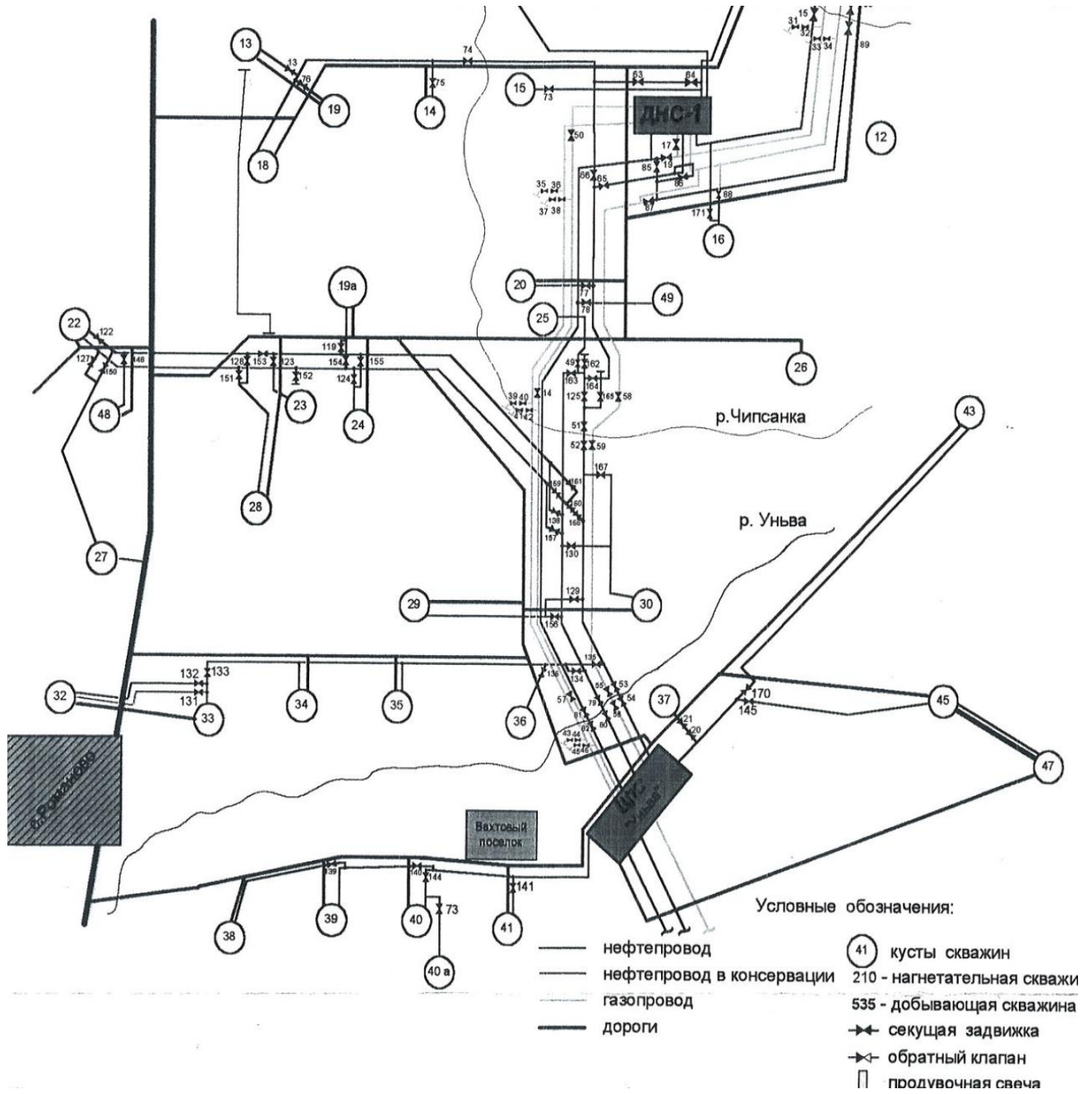


Рис. 11.1. Схема нефтегазосбора с нефтяных скважин

В зависимости от количества скважин, на кусте устанавливается одна или две замерные установки (АГЗУ), рис. 11.2.



Рис.11.2. Автоматизированная групповая замерная установка

Жидкость от устья каждой скважины поступает в АГЗУ, где замеряется автоматически или вручную и далее направляется на дожимную насосную станцию (ДНС), рис. 11.2. На ДНС происходит первая ступень сепарации, газ по отдельному газопроводу направляется на головные сооружения, откуда через компрессорную станцию подается на газоперерабатывающий завод или на собственные нужды. Нефть от ДНС насосами перекачивается на головные сооружения, где отделяется от пластовой (попутной) воды, хлористых солей, мех примесей и отправляется на нефтеперерабатывающий завод.



Рис.11.2. Дожимная насосная станция

Если в технологическую схему включена установка предварительного сброса воды (УПСВ), то на головные сооружения пластовая вода поступает по отдельному водоводу. Как выше уже отмечалось, подготовленная вода используется в системе поддержания пластового давления.

11.3. Технологический процесс подготовки и реализации товарной нефти

Подготовленная товарная нефть должна соответствовать определенным параметрам согласно ГОСТ Р 518 - 58 – 2002.

Таблица 11.1

Характеристика товарной нефти

№ п.п	Наименование показателя	Нормы для групп нефти		
		1	2	3
1	Массовая доля воды, в % не более	0,5	0,5	1,0
2	Содержание хлористых солей, мг/дм ³	100	300	900
3	Массовая доля мех. примесей, в % н/б	0,05	0,05	0,05

4	Давление насыщенных паров, кПа / мм.рт.ст. не более	66,7 / 500	66,7 / 500	66,7 / 500
---	--	---------------	---------------	---------------

Более ранний ГОСТ 9965–76 допускал массовую долю воды для 2-ой группы до одного %, содержание хлористых солей для третьей группы до 1800 мг / л. Транспортная компания «Транснефть» является промежуточным звеном между нефтедобывающими предприятиями и нефтеперерабатывающими заводами. Иногда заводы и добывающие предприятия договариваются о более жестких показателях. ТУ- 39-1435 89 предусматривают высшую группу, по которой хлористых солей должно быть не более 40 мг/л., такую группу называли группой «А».

Указанные гостовские показатели реализуемой нефти достигаются с помощью промышленного оборудования и специальной технологии. На головных сооружениях, после нагрева нефтегазоводяной смеси, происходит вторая ступень сепарации, еще часть газа отводится в специальный газопровод. Далее нефть с оставшимся в небольшом количестве газом направляется в концевой сепаратор, который монтируется на более высокой отметке, чем товарные резервуары. По закону Генри при постоянной температуре и невысоких давлениях растворимость газа в жидкости пропорциональна давлению этого газа над раствором. Нефть из концевого сепаратора сливается в товарные резервуары самотеком, в сепараторе атмосферное давление, т.е. газ максимально удален из нефти за счет чего и выполняется требование по давлению насыщенных паров. Если раньше газ из концевого сепаратора отводился на факел, то сегодня специальными агрегатами газ отсасывается в газопроводы. Те же агрегаты отсасывают газ и из нефтяных резервуаров.

Пластовая вода отделяется от нефти с помощью нагрева и дозировкой различных деэмульгаторов. Нагрев смеси снижает вязкость, как нефти, так и воды и уменьшается прочность бронирующих оболочек на поверхности капель. Огромное значение при подготовке нефти имеет внутритрубная

деэмульсация. Этот эффект усиливается при дозировании деэмульгаторов на прием глубинных насосов. Чем дольше контакт деэмульгатора с водонефтяной смесью, тем больше эффект внутритрубной деэмульсации. Деэмульгатор дозируют в различных точках системы сбора. На скважинах, на АГЗУ, ДНС, ТХУ. В зависимости от состава нефти и пластовой воды подбирают и различные деэмульгаторы. Достаточно в больших количествах на нефтяных промыслах применяют немецкие деэмульгаторы дисолван 4490 и сепарол ES 3288, отечественные деэмульгаторы Казанского химического завода депроксамин и СНПХ 4501. Проходят промышленные испытания деэмульгаторы Пермского предприятия «ФЛЭК». Расход деэмульгаторов для различных нефтей изменяется от 30 до 50 грамм на тонну нефти.

Процесс обессоливания нефти зависит от минерализации пластовой воды. В Волго-Уральской зоне очень высокая минерализация пластовой воды, относительная плотность 1,17, в Западной Сибири – 1,07. Хлористые соли из нефти вымываются нагретой водой.

Электрическое воздействие на эмульсии производится в аппаратах, которые называются электродегидраторами. Под действием электрического поля на противоположных концах капель воды появляются разноименные электрические заряды. В результате капельки притягиваются друг к другу и сливаются. Затем они оседают на дно емкости.

Если в системе подготовки нефти используются резервуары, то при высокой обводненности и малой вязкости нефти, разумно использовать гравитационное холодное разделение эмульсии.

В некоторых учебниках приводится способ отделения нефти от воды с помощью центробежных сил. Центрифуги чаще всего используются в лабораториях для экспрессного определения обводненности скважин.

Подготовка нефти до товарных кондиций, ее реализация производится на головных сооружениях (центральный пункт сбора нефти и газа), рис. 11.3.



Рис. 11.3. Головные сооружения (центральный пункт сбора нефти и газа)

Учет нефти при ее реализации покупателям осуществляется на коммерческих узлах учета, рис. 11.4. Для учета добываемой жидкости на нефтяных промыслах монтируют бригадные узлы учета. На бригадных узлах учета не фиксируются гостовские показатели для нефти по воде, солям, мех. примесей и давлению насыщенных паров. На данных узлах ведется оперативный учет жидкости добытой каждой бригадой.



Рис. 11.4. Узел учета товарной нефти

Глава 12. Ремонт скважин

12.1. Цели и задачи ремонта скважин

В процессе эксплуатации скважин фонтанным, компрессорным или насосным способом нарушается их работа, что выражается в постепенном или резком снижении дебита, иногда даже в полном прекращении подачи жидкости.

Работы по восстановлению заданного технологического режима эксплуатации скважин связаны с подъемом подземного оборудования для его замены или ремонта, очисткой скважин от песчаных пробок, с ликвидацией обрыва или отвинчивания насосных штанг и другими операциями.

Изменение технологического режима работ скважин вызывает необходимость изменения длины колонны подъемных труб, замены НКТ,

спущенных в скважину, трубами другого диаметра. Замена УЭЦН на УШСН и наоборот. Все эти работы относятся к текущему ремонту скважин и выполняются специальными бригадами по текущему ремонту (ТР).

Более сложные работы, связанные с ликвидацией аварий с обсадной колонной (слом, смятие), с изоляцией, появившейся в скважине воды, переходом на другой продуктивный горизонт, ловлей оборвавшихся труб, кабеля, относятся к категории капитального ремонта (КР).

До выделения в сервисные подразделения бригад текущего и капитального ремонта, ремонтом скважин занимались специальные подразделения, входящие в состав нефтегазодобывающих управлений (объединений). В 60-ых годах прошлого столетия сначала в Татарии, затем в других нефтяных регионах были организованы Управления по повышению нефтеотдачи пластов и капитальному ремонту скважин (УПНП и КРС). В настоящее время гидроразрыв нефтяных и газовых пластов, кислотные обработки, зарезка и бурение вторых наклонных и горизонтальных стволов выполняют специальные организации.

12.2. Методы воздействия на призабойную зону пласта

Реализация методов воздействия на призабойную зону пласта осуществляется сервисными предприятиями, занимающимися, в том числе, ремонтом скважин. Проницаемость призабойной зоны пласта увеличивают за счет применения различных методов:

- химических (кислотные обработки);
- механических (гидравлический разрыв пласта, импульсно-ударное воздействие, дополнительная перфорация);
- тепловых (паротепловая обработка, электропрогрев) и их комбинирование.

Кислотная обработка скважин связана с подачей на забой скважины под определенным давлением растворов кислот. Растворы кислот под давлением проникают в имеющиеся в пласте мелкие поры и трещины и расширяют их.

Одновременно с этим образуются новые каналы, по которым нефть может проникать к забою скважины. Для кислотной обработки применяют в основном водные растворы соляной и плавиковой (фтористоводородной) кислоты. Концентрация кислоты в растворе обычно принимается равной 10÷15 %, что связано с опасностью коррозионного разрушения труб и оборудования. Однако в связи с широким использованием высокоэффективных ингибиторов коррозии и снижением опасности коррозии концентрацию кислоты в растворе увеличивают до 25÷28 %, что позволяет повысить эффективность кислотной обработки.

Гидравлический разрыв пласта (ГРП) заключается в образовании и расширении в пласте трещин при создании высоких давлений на забое жидкостью, закачиваемой в скважину. В образовавшиеся трещины нагнетают пропант (искусственные алмазные шарики), чтобы после снятия давления трещина не сомкнулась. Трещины, образовавшиеся в пласте, являются проводниками нефти и газа, связывающими скважину с удаленными от забоя продуктивными зонами пласта. Протяженность трещин может достигать нескольких десятков метров, ширина их 1÷4 мм. После гидроразрыва пласта производительность скважины часто увеличивается в несколько раз.

Операция ГРП состоит из следующих этапов:

- закачки жидкости разрыва для образования трещин;
- закачки жидкости (песконосителя);
- закачки жидкости для продавливания песка в трещины.

Гидропескоструйная перфорация скважин применяется для образования отверстий в эксплуатационной колонне и создания каналов, соединяющих ствол скважины с пластом. Метод основан на использовании кинетической энергии и абразивных свойств струи жидкости с песком, истекающей с большой скоростью из насадок перфоратора и направленной на стенку скважины. За короткое время струя жидкости с песком образует отверстие или прорезь в обсадной колонне и канал в цементном камне и породе пласта. Жидкость с песком направляется к насадкам перфоратора по колонне

насосно-компрессорных труб с помощью насосов, установленных у скважины.

Виброобработка забоев скважин заключается в том, что на забое скважины с помощью вибратора формируются волновые возмущения среды в виде частых гидравлических импульсов или резких колебаний давления различной частоты и амплитуды. При этом повышается проводимость пластовых систем вследствие образования новых и расширения старых трещин и очистки призабойной зоны. Вибровоздействие особенно эффективно в нагнетательных скважинах, рис. 8.5.

Тепловое воздействие на призабойную зону используют в том случае, если добываемая нефть содержит смолу или парафин. Существует несколько видов теплового воздействия: электротепловая обработка; закачка в скважину горячих жидкостей; паротепловая обработка. Хорошие результаты показало термогазохимическое (ТГХВ) воздействие на продуктивные пласты.

В кислотную ванну на забой скважины опускается пороховой заряд, который поджигается. На пласт действует температура, пороховые газы проталкивают нагретую кислоту в пласт.

На месторождениях с высокопарафинистой нефтью перед кислотной обработкой скважины промывают горячей нефтью или призабойную зону пласта прогревают каким-либо нагревателем для расплавления осадков парафинистых отложений. Сразу после этого проводят кислотную обработку.

Единицами ремонтных работ различного назначения являются:

- капитальный ремонт;
- текущий ремонт;
- скважино-операция по повышению нефтеотдачи пластов.

12.3. Подземный ремонт скважин

Подземный ремонт скважин подразделяют на капитальный ремонт и на текущий. В некоторых учебниках ошибочно текущий ремонт называют подземным ремонтом скважин.

Капитальным ремонтом скважин (КРС) называется комплекс работ, связанных с восстановлением работоспособности обсадных колонн, цементного кольца, улучшением коллекторских свойств призабойной (прискважинной) зоны, ликвидацией аварий, спуском и подъемом оборудования при раздельной эксплуатации пластов. Бригады капитального ремонта скважин готовят добывающие и нагнетательные скважины к гидравлическому разрыву пластов, пескоструйной перфорации, забуриванию вторых стволов и выполняют эти сложные операции. Большую долю при капитальном ремонте скважин занимают ловильные работы.

Текущим ремонтом скважин (ТРС) называется комплекс работ, направленных на восстановление работоспособности скважинного и устьевого оборудования, и работ по изменению режима эксплуатации скважины, а также по очистке подъемной колонны и забоя от парафино-смолистых отложений, солей и песчаных пробок бригадой ТРС.

Скважиннооперацией ремонтных работ по повышению нефтеотдачи пластов является комплекс работ в скважине по введению в пласт агентов, инициирующих протекание в недрах пласта физических, химических или биохимических процессов, направленных на повышение коэффициента конечного нефтевытеснения на данном участке залежи. По образцу объединения «Татнефть» в г. Чернушке (ПО «Пермнефть») организовали специальное подразделение, занимающееся повышением нефтеотдачи пластов (УПНП и КРС).

Для удобства расчета стоимости ремонтов скважин, группировки одноименных ремонтов, ускорению подготовительных работ разработан и внедрен классификатор ремонтов скважин по видам работ.

12.3.1. Текущий ремонт скважин

К текущему ремонту скважин относятся работы, приведенные в табл. 12.1.

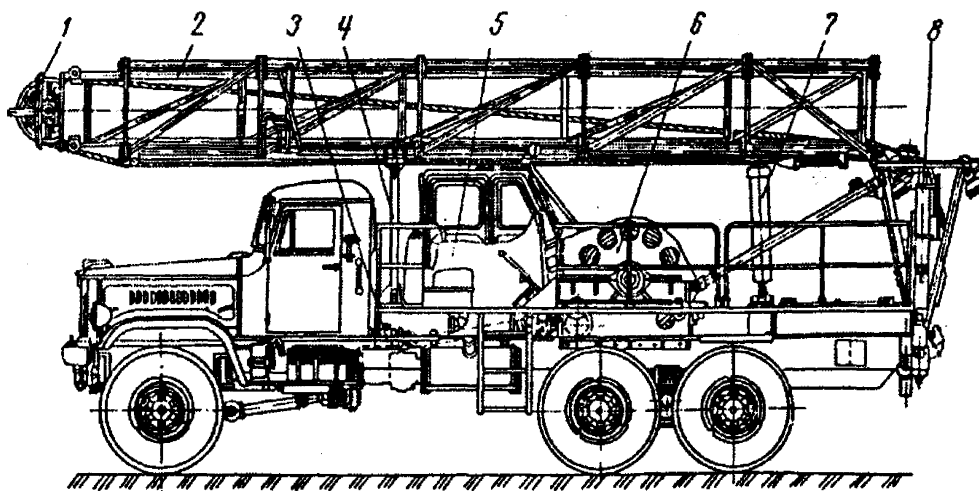
Таблица 12.1

Шифр	Вид работ по текущему ремонту скважин	Технико-технологические требования к сдаче
ТР1-1 ТР1-2 ТР1-3 ТР1-4 ТР1-5	Ввод фонтанных скважин Ввод газлифтных скважин Ввод скважин, оборудованных ШГН Ввод скважин, оборудованных ЭЦН	Выполнение запланированного объема работ Выполнение запланированного объема работ Выполнение запланированного объема работ
ТР2-1 ТР2-2 ТР2-3 ТР2-4 ТР2-5 ТР2-6 ТР2-7 ТР2-8 ТР2-9 ТР2-10	Фонтанный - газлифт Фонтанный - ШГН Фонтанный - ЭЦН Газлифт - ШГН Газлифт - ЭЦН ШГН – ЭЦН ЭЦН – ШГН ШГН – ОРЭ ЭЦН – ОРЭ Прочие виды перевода	Выполнение запланированного объема работ. Нормальная работа насоса по динамограмме или подаче Нормальная подача и напор Нормальная работа насоса по динамограмме или подаче Нормальная подача и напор Нормальная подача и напор Нормальная подача и напор Выполнение запланированного объема работ. Нормальная подача и напор
ТР3-1 ТР3-2	Изменение глубины подвески, смена типоразмера ШГН Изменение глубины подвески, изменение типоразмера ЭЦН	Достижение цели ремонта Достижение цели ремонта
ТР4-1 ТР4-2 ТР4-3 ТР4-4 ТР4-5 ТР4-6 ТР4-7	Ревизия и смена насоса Устранение обрыва штанг Замена полированного штока Замена, опрессовка и устранение негерметичности НКТ Очистка и пропарка НКТ Ревизия, смена устьевого оборудования	Нормальная работа насоса по динамограмме Устранение дефекта. Нормальная работа насоса Устранение дефекта. Нормальная работа насоса Достижение цели ремонта. Нормальная подача насоса Достижение цели ремонта.

ТР5-1	Ревизия и смена насоса	Нормальная подача и напор
ТР5-2	Смена электродвигателя	Нормальная подача и напор
ТР5-3	Устранение повреждения кабеля	Устранение дефекта. Нормальная работа насоса
ТР5-4	Ревизия, смена, устранение негерметичности НКТ	Выполнение запланированного объема работ. Нормальная подача насоса
ТР5-5	Очистка и пропарка НКТ	Достижение цели ремонта
ТР5-6	Ревизия, смена устьевого оборудования	Достижение цели ремонта
ТР6-1	Ревизия, смена, опрессовка и устранение негерметичности НКТ	Выполнение запланированного объема работ. Нормальная подача насоса
ТР6-2	Очистка и пропарка НКТ	То же
ТР6-3	Смена, ревизия устьевого оборудования	То же
ТР7-1	Ревизия, смена, опрессовка и устранение негерметичности НКТ	Выполнение запланированного объема работ. Нормальная подача насоса
ТР7-2	Очистка и пропарка НКТ	То же
ТР7-3	Ревизия, замена, очистка газлифтных клапанов	То же
ТР7-4	Ревизия, смена устьевого оборудования	То же
ТР 8	Ревизия и смена оборудования артезианских и поглощающих скважин	Выполнение запланированного объема работ
ТР9-1	Промывка горячей нефтью (водой) с добавлением ПАВ	Достижение цели ремонта
ТР9-2	Обработка забоя химреагентами (ТГХВ, СКО, ГКО и т.д.)	Достижение цели ремонта
ТР 10	Опытные работы по испытанию новых видов подземного оборудования	Выполнение запланированного объема работ
ТР 11	Прочие виды работ	Выполнение запланированного объема работ

12.3.2. Подъемные агрегаты, оборудование и инструмент для текущего ремонта скважин

Наиболее широкое применение при текущем ремонте скважин получил агрегат АЗИНмаш–37 (рис. 12.1), хотя за последние годы на нефтяных месторождениях России эксплуатируются агрегаты Кунгурского машиностроительного завода, Канадской фирмы Кремко, Американской – Купер и др. с более высокой грузоподъемностью. Отечественные агрегаты предназначены для спускоподъемных операций с укладкой труб и штанг на мостки, при работе с зарубежными агрегатами трубы при спускоподъемных операциях устанавливаются в вертикальное положение.



- 1 - талевая система; 2 - вышка; 3 - силовая передача; 4 - передняя опора; 5 - кабина оператора; 6 - лебедка; 7 - гидроцилиндр подъема вышки; 8 - задняя опора

Рис. 12.1.Подъемная установка АЗИНмаш-37А

Подъемные установки типа АЗИНмаш подразделяются на АЗИНмаш-37А, АЗИНмаш-37А1, АЗИНмаш-37БЮ, смонтированные на базе автомобилей повышенной проходимости КрАЗ-255Б и КрАЗ-260.

Подъемные установки АЗИНмаш-37А и АЗИНмаш-37А1 комплектуются автоматами АПР для свинчивания и развинчивания НКТ и автоматическими ключами типа КШЭ для насосных штанг.

Для сохранения штанг при транспортировке их используют специальный агрегат, рис.12.2, для перевозки электроцентробежных насосов и кабеля пользуются специальными агрегатами АТ- 6, рис. 12.3.

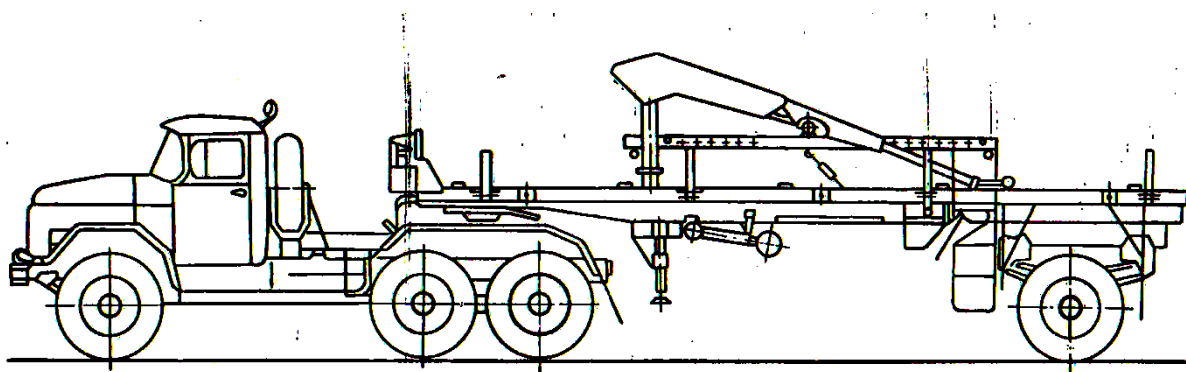


Рис.12.2. Агрегат для перевозки штанг АПШ

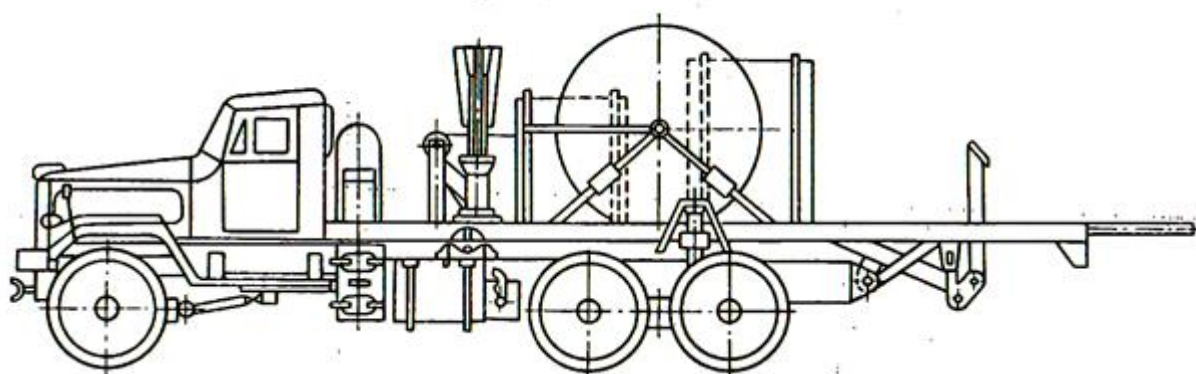


Рис.12.3. Агрегат АТЭ-6 для установок ЭЦН

В нефтяной отрасли для обслуживания и ремонта станков – качалок разработан специальный агрегат АНР-1М, рис.12.4. Данный агрегат снабжен емкостью для замены масла в редукторах, сварочным агрегатом, подъемным устройством для смазки опорного подшипника балансира, грузоподъемным механизмом.

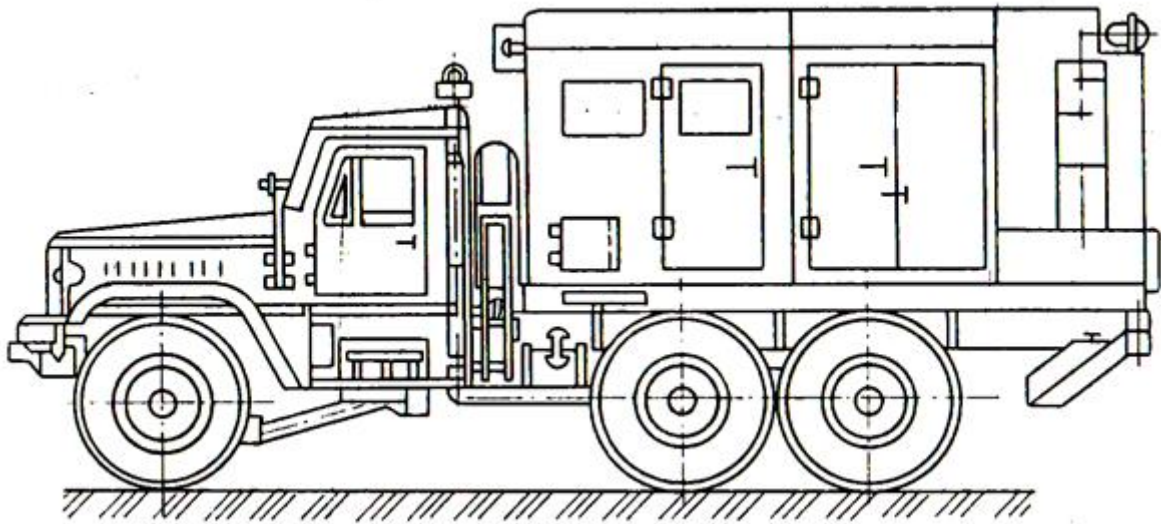


Рис.12.4. Агрегат наземного ремонта оборудования АНР-1М

Подъемные установки оснащены ограничителем подъема крюкоблока, системой звуковой и световой сигнализации установки вышки, контрольно-измерительными приборами работы двигателя и пневмосистемы, а также другими системами блокировки, обеспечивающими безопасность ведения работ при монтаже установки вблизи скважины и спуско-подъемных операциях.

Управление всеми механизмами установки при спуско-подъемных операциях осуществляется из трехместной отапливаемой кабины оператора, расположенной между лебедкой и кабиной автомобиля. Управление установкой вышки в рабочее и транспортное положение осуществляется дистанционно - с ручного выносного пульта.

Подъемная установка АЗИНмаш-37Б в отличие и АЗИНмаш-37А1 оснащена спайдером СГ-32 и манипулятором МТ-3 с гидравлическим дистанционным управлением для свинчивания и развинчивания НКТ.

Установки АЗИНмаш-37А1 и АЗИНмаш-37Б смонтированы на шасси автомобиля КраЗ-260 с повышенной грузоподъемностью и мощностью двигателя и обладают высокими скоростями подъема крюка.

Питание системы освещения - от электрооборудования автомобиля. Лебедка с приводом от двигателя автомобиля оснащена однодисковой фрикционной муфтой. Зависимость скорости подъема крюка установок типа АЗИНмаш от их грузоподъемности и от включенной передачи представлена в таблице 12.2

Таблица 12.2

Характеристики подъемной установки АЗИНмаш-37А

Включенная передача	Скорость подъема крюка, м/с		Грузоподъемность на крюке, т	
	АЗИНмаш-37А	АЗИНмаш-37Б АЗИНмаш-37А1	АЗИНмаш-37А	АЗИНмаш-37Б АЗИНмаш-37А1
I	0,34	0,48	32,0	32,0
II	0,70	0,99	15,1	15,7
III	1,45	1,58	7,5	9,8
Обратная	0,92	1,45	—	—

Кроме подъемного агрегата бригада по ремонту скважин комплектуется мостками для укладки насосно-компрессорных труб, инструментальной будкой, вагон-домом для обогрева, отдыха и приема пищи членов бригады, емкостью долива жидкости. Раньше все перечисленное имущество бригады располагалось на металлических санях, с появлением асфальтовых дорог на нефтяных промыслах имущество бригады переведено на резиновый колесный ход. При спускоподъемных операциях для механизации свинчивания и развинчивания насосно-компрессорных труб используются различные механические ключи КМУ-50, рис. 12.6; КМУ-ГП-50, КПП-12, табл. 12.3.



Рис. 12.6. Механический универсальный ключ КМУ-50

Указанные ключи предназначены для механизации операций по свинчиванию и развинчиванию, центрированию, захвату, удержанию на весу колонны насосно-компрессорных труб при текущем ремонте скважин, эксплуатируемых всеми видами оборудования, включая электропогружные насосы. Применяются в умеренном и холодном макроклиматических районах.

Таблица 12.3

Техническая характеристика механических ключей

Показатель	КМУ -50	КМУ -ГП-50	КПГ -12
Максимальная нагрузка на спайдер ключа, кН	490	490	
Максимальный крутящий момент на водиле ключа при развинчивании, Н-м	4410	4410	12000
Наибольшая частота вращения на водиле, мин-1	60	6	24 и 120

Диаметр захватыв. труб, мм	48,60,73,89	48,60,73,89	48,60,73,89
----------------------------	-------------	-------------	-------------

В ручном варианте свинчивания и развинчивания НКТ применяются ключи различных модификаций: Ключи одношарнирные трубные КОТ48-89, КОТ89-132, рис. 12.7.



Рис. 12.7. Ключи трубные КОТ

Одношарнирные трубные ключи типа КОТ предназначены для проведения монтажно-демонтажных промышленных работ, а также для свинчивания и развинчивания насосно-компрессорных труб при спуско-подъемных операциях на скважинах, в том числе с применением механических ключей типа АПР.

Таблица 12.3

Техническая характеристика КОТ

Тип	КОТ48-89	КОТ89-132
Условный размер захватываемых труб, мм	48...89	89...132
Максимальные усилия на конце рукоятки, кН	2	3
Габаритные размеры, мм	500x125x120	530x160x120
Масса, кг	6,1	6,7

Ключи трубные КТГУ-48, КТГУ-60, КТГУ-73, КТГУ-89, рис. 12.8.



Рис. 12.8. Ключи трубные КТГУ

Ключи трубные применяются при механизированном свинчивании и развинчивании насосно-компрессорных труб с помощью ключа-автомата АПР-2-ВБМ или механического ключа КМУ-50.

Таблица 12.4

Техническая характеристика КТГУ

Показатели	КТГУ-48	КТГУ-60	КТГУ-73	КТГУ-89
Максимальный крутящий момент, кН-м	2,5	2,5	3	3,5
Условный диаметр свинчиваемых и развинчиваемых труб, мм	48	60	73	89
Габаритные размеры, мм:				
длина	350	360	376	414
ширина	140	150	160	185
высота	40	46	55	55
Масса, кг	3	4	5	7

Ключи КТГУ-60, 73, 89 усовершенствованной конструкции служат для захвата тела трубы при свинчивании, развинчивании насосно-компрессорных труб. Достоинства ключей КТГУ:

- повышение надежности захвата;
- улучшение контакта ключа с трубой;
- увеличение межремонтного срока службы.

При текущем ремонте скважин основными видами работ являются работы по замене насосного оборудования, насосно-компрессорных труб, штанг. Такие работы выполняются в течение нескольких суток. Очень важным элементом, влияющим на качество ремонта скважин, является ее глушение перед началом работ. Разработано достаточно много модификаций пакеров - отсекателей, которые позволяют заменять насосное оборудование без глушения скважин. Однако на сегодня нет надежного оборудования, удовлетворяющего всем требованиям, предъявляемым к заглушенной скважине.

12.4. Глушение скважин

Перед началом ремонтных работ подлежат глушению:

- скважины с пластовым давлением выше гидростатического.
- скважины с пластовым давлением ниже гидростатического, но в которых согласно расчетам сохраняются условия фонтанирования или нефтегазопроявления.

Требования, предъявляемые к жидкостям для глушения скважин:

- плотность жидкости для глушения определяют из расчета создания столбом жидкости давления, превышающего пластовое в соответствии с необходимыми требованиями;
- допускаемые отклонения плотности жидкости глушения от проектных величин (табл. 12.5);
- жидкость глушения должна быть химически инертна к горным породам, составляющим коллектор, совместима с пластовыми флюидами и должна исключать необратимую коагуляцию пор пласта твердыми частицами;
- фильтрат жидкости глушения должен обладать ингибирующим действием на глинистые частицы, предотвращая их набухание при любом значении рН пластовой воды;

Допускаемые отклонения плотности жидкости глушения

Глубина скважины	Допустимые отклонения при плотности жидкости глушения, кг/м ³		
	До 1300	1300-1800	Более 1800
До 1200	20	15	10
До 2600	10	10	5
До 4000	5	5	5

– жидкость глушения не должна образовывать водных барьеров и должна способствовать гидрофобизации поверхности коллектора и снижению капиллярных давлений в порах пласта за счет уменьшения межфазного натяжения на границе раздела фаз «жидкость глушения — пластовый флюид»;

– жидкость глушения не должна образовывать стойких водонефтяных эмульсий первого и второго рода;

– вязкостные структурно-механические свойства жидкости глушения должны регулироваться с целью предотвращения поглощения ее продуктивным пластом;

– жидкость глушения должна обладать низким коррозионным воздействием на скважинное оборудование. Скорость коррозии стали не должна превышать 0,10-0,12 мм/год;

– жидкость глушения должна быть термостабильной при высоких температурах и быть морозоустойчивой в зимних условиях;

– жидкость глушения должна быть не горючей, взрывопожаробезопасной, нетоксичной;

-- жидкость глушения должна быть технологична в приготовлении и использовании.

Проведение процесса глушения

Глушение скважины осуществляется заменой скважинной жидкости на жидкость глушения. Глушение скважины допускается при полной или частичной замене скважинной жидкости с восстановлением или без восстановления циркуляции. Если частичная замена скважинной жидкости недопустима, заполнение колонны жидкостью глушения осуществляют при ее прокачивании на поглощение, рис.12.9.

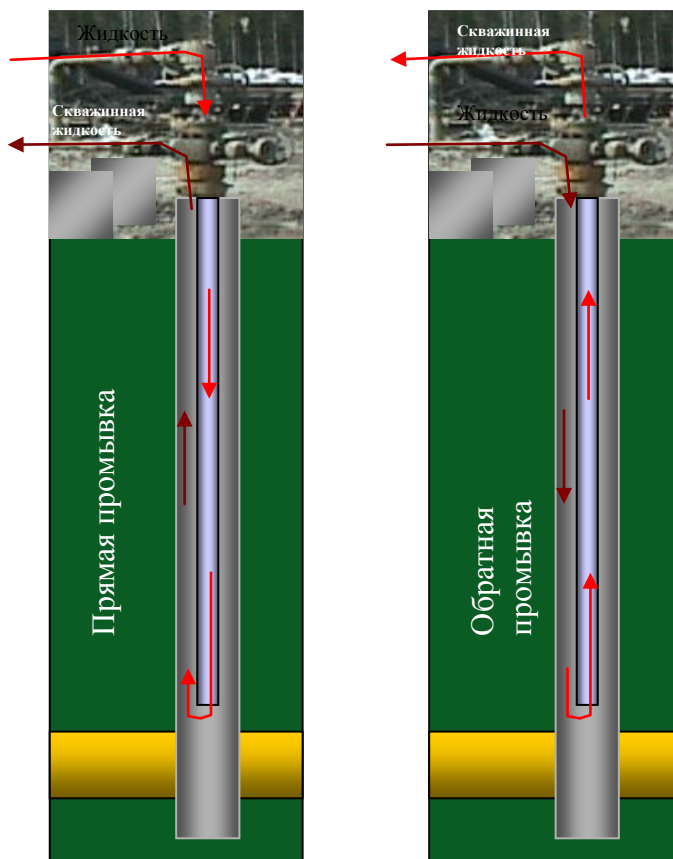


Рис. 12.9. Проведение процесса глушения

Глушение фонтанных (газлифтных) и нагнетательных скважин производят закачиванием жидкости глушения методом прямой или обратной промывки эксплуатационной колонны до выхода циркуляционной жидкости на поверхность и выравнивания плотностей входящего и выходящего потоков для обеспечения необходимого противодействия на пласт. По истечении 1-2 ч при отсутствии переливов и выхода газа скважина считается заглушенной.

Глушение скважин, оборудованных ЭЦН и ШГН, при необходимости производят в два и более приемов после остановки скважинного насоса и сбивания циркуляционного клапана. Жидкость глушения закачивают через НКТ до появления ее через межтрубное пространство. Закрывают задвижку и закачивают в пласт расчетный объем жидкости, равный объему эксплуатационной колонны от уровня насоса до забоя.

Высококачественный ремонт скважин – главное условие увеличения добычи нефти и газа. Чем выше качество ремонта, тем больше межремонтный период и тем эффективнее эксплуатация скважин.

Под межремонтным периодом работы скважин понимается продолжительность фактической эксплуатации скважины от ремонта до ремонта, т.е. время между двумя последовательно проводимыми ремонтами. Продолжительность межремонтного периода работы скважины обычно определяют один раз в квартал (полугодие) путем деления числа скважино-дней, отработанных в течение квартала (полугодия), на число текущих ремонтов за то же рабочее время в данной скважине. Коэффициент эксплуатации скважин, это отношение времени фактической работы скважин к их общему календарному времени за месяц, квартал, год. Этот коэффициент всегда меньше единицы и составляет в среднем в пределах 0,90 - 0,98.

12.5. Капитальный ремонт скважин

12.5.1. Классификация ремонтов

К капитальным ремонтам скважин и работам по повышению нефтеотдачи пластов относятся работы, представленные в табл. 12.6.

Таблица 12.6

Классификация ремонтов

Шифр	Виды работ по капитальному ремонту скважин	Технико-технологические требования к сдаче
КР1-1	Отключение отдельных обводненных интервалов пласта	Выполнение запланированного объема работ. Снижение обводненности продукции. Выполнение запланированного объема работ. Отсутствие приемистости или притока в (из) отключенном (ого) пласте (а). Достижение цели ремонта, подтвержденное промыслово-геофизическими исследованиями. Снижение обводненности продукции при сокращении или увеличении дебита нефти Отсутствие нефтегазопроявлений на поверхности и подтверждение наращивания цементного кольца
КР1-2	Отключение отдельных пластов	
КР1-3	Исправление негерметичности цементного кольца	
КР1-4	Наращивание цементного кольца за эксплуатационной, промежуточной колоннами, кондуктором	
КР2-1	Устранение негерметичности тампонированием	Герметичность эксплуатационной колонны при гидроиспытании То же То же То же
КР2-2	Устранение негерметичности установкой пластыря	
КР2-3	Устранение негерметичности спуском дополнительной обсадной колонны	
КР3-1	Извлечение оборудования из скважины после аварий	Прохождение шаблона до необходимой глубины. Герметичность колонны То же
КР3-2	Ликвидация аварий с эксплуатационной колонной	

КР3-3	Очистка забоя ствола скважины от металлических предметов	То же Достижение цели, оговоренной в технологическом плане
КР3-4	Прочие работы по ликвидации аварий	
КР3-5	Ликвидация аварий, допущенных в процессе ремонта скважин	
КР4-1	Переход на другие горизонты	Выполнение заданного объема работ, подтвержденных промыслово-геофизическими исследованиями. Получение притока. Получение притока из нового интервала и увеличение дебита нефти
КР4-2	Приобщение пластов	
КР 5	Внедрение и ремонт установок типа ОРЭ, ОРЗ, пакеров-отсекателей	Выполнение запланированного объема работ, герметичность пакера. Увеличение дебита нефти. Увеличение, сокращение объемов закачки воды.
КР6-1	Зарезка новых стволов скважин	Выполнение запланированного объема работ То же То же То же То же
КР6-2	Бурение цементного стакана	
КР6-3	Фрезерование башмака колонны с углублением ствола в горной породе	
КР6-4	Бурение и оборудование шурфов и артезианских скважин	

КР7-1	Проведение кислотной обработки	Выполнение запланированного объема работ, увеличение продуктивности нефтяных и приемистости нагнетательных скважин.
КР7-2	Проведение ГРП	То же
КР7-3	Проведение ГПП	То же
КР7-4	Виброобработка призабойной зоны	То же
КР7-5	Термообработка призабойной зоны	То же
КР7-6	Промывка призабойной зоны растворителям	То же
КР7-7	Промывка призабойной зоны растворителям ПАВ	То же
КР7-8	Обработка термогазохимическими методами (ТГХВ, ПГД и т.д.)	То же
КР7-9	Прочие виды обработки призабойной зоны	Выполнение запланированного объема работ, подтвержденных промыслово-геофизическими исследованиями
КР7-10	Выравнивание профиля приемистости нагнетательных скважин	Выполнение запланированного объема работ, увеличение продуктивности нефтяных и приемистости нагнетательных скважин
КР7-11	Дополнительная перфорация и торпедирование ранее простреленных интервалов	То же
КР8-1	Исследование характера насыщенности и выработки продуктивных пластов, уточнение геологического разреза в скважинах	Выполнение запланированного комплекса исследований в заданном режиме (приток, закачка, выдерживание скважины в покое), получение заключения
КР8-2	Оценка технического состояния скважины (обследование скважины)	Выполнение запланированного объема работ, выдача заключения

КР9-1	Освоение скважин под нагнетание	Достижение приемистости, оговоренной в плане Выполнение запланированного объема работ. Получение притока Выполнение запланированного объема работ
КР9-2	Перевод скважин под отбор технической воды	
КР9-3	Перевод скважин в наблюдательные, пьезометрические	
КР9-4	Перевод скважин под нагнетание теплоносителя или воздуха	
КР10-1	Оснащение паро- и воздухонагнетательных скважин противопесочным оборудованием	Обеспечение приемистости Восстановление приемистости
КР10-2	Промывка в паро-и воздухонагнетательных скважинах песчаных пробок	
КР 11	Консервация и расконсервация скважин	Выполнение запланированного объема работ
КР 12	Прочие виды работ	Выполнение запланированного объема работ

12.5.2. Подъемные агрегаты, оборудование и инструмент для освоения и капитального ремонта скважин

Наиболее распространенным из отечественных агрегатов по освоению и капитальному ремонту скважин является агрегат А-50М, рис. (12.10), предназначенный для:

- разбуривания цементной пробки в трубах диаметром 5-6 дюймов и связанных с этим процессом операций (спуска и подъема бурильных труб, промывки скважин и т.д.);
- спуска и подъема насосно-компрессорных труб;
- установки эксплуатационного оборудования на устье скважин;
- проведения ремонтных работ и работ по ликвидации аварий.

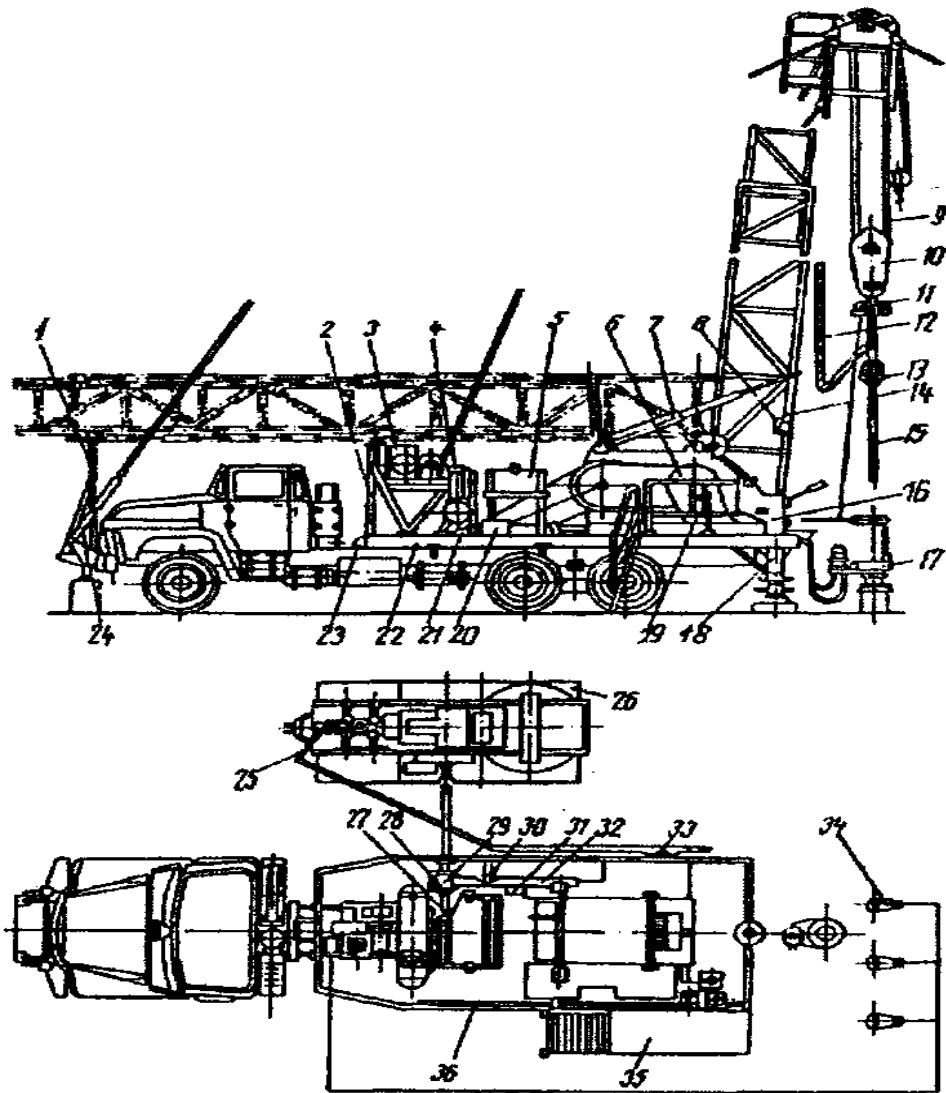


Рис. 12.10. Агрегат А-50М

1- передняя опора, 2- средняя опора, 3 – электролебедка, 4– компрессорная установка, 5– гидросистема, 6– лебедка, 7– домкрат, 8– индикатор веса, 9– талевый канат, 10– талевый блок, 11– подвеска ключей, 12– подвеска бурового рукава, 13– вертлюг, 14– мачта, 15– домкратная штанга, 16– пневмоуправление, 17– гидроротор, 18– домкрат, 19– зубчатая муфта, 20– редуктор, 21– карданный вал, 22– рама, 23– коробка отбора мощности, 24– силовые оттяжки, 25– манифольд, 26– промывочный насос, 27, 28– карданные валы, 29– силовая передача, 30– цепная передача, 31– гидрораскрепитель, 32– кожух, 33– промежуточный вал, 34– электрооборудование, 35– площадка оператора, 36– узел управления и освещения.

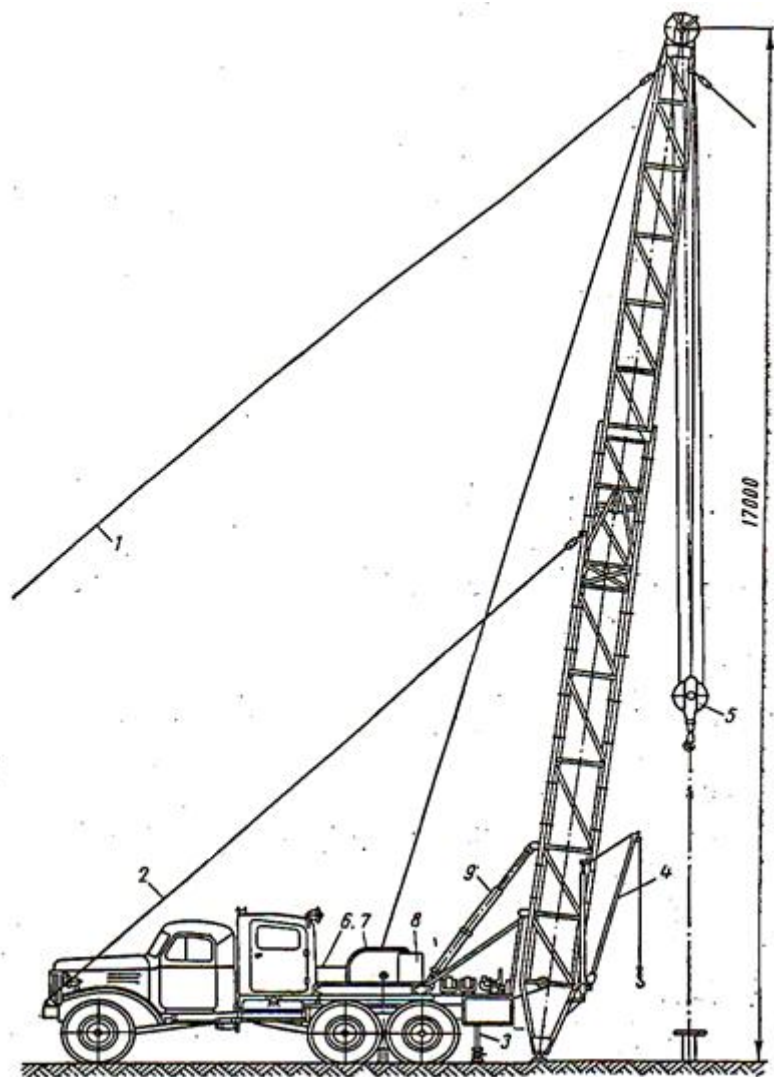


Рис.12.11. Агрегат для ремонта скважин в рабочем положении

1 - оттяжки вышки; 2- установочные оттяжки; 3 - винтовой домкрат; 4 - поворотный кран; 5 - талевый блок с крюком; 6 - коробка перемены передач; 7 - лебедка; 8 - пост управления подъемной вышки; 9 - гидравлический домкрат;

Все механизмы агрегата, кроме промывочного насоса, смонтированы на шасси КрАЗ-250. Промывочный насос НБ-125 (9мгр) смонтирован на двухосном прицепе. В качестве привода навесного оборудования используется ходовой двигатель шасси КрАЗ-250. Привод навесного

оборудования агрегата и насосного блока от тягового двигателя автомобиля через коробку скоростей, раздаточную коробку, коробку отбора мощности и раздаточный редуктор. От раздаточного редуктора вращение передается промывочному насосу и редуктору масляным насосом, питающим гидромотор привода ротора и гидроцилиндры подъема вышки. На вышке размещены подвески ключа и бурового рукава, соединенного с промывочным насосом при помощи манифольда. При необходимости к талевому блоку может быть подвешен вертлюг с квадратной штангой. Нагрузка на крюке определяется при помощи индикатора веса, закрепленного на “мертвом” конце талевого каната. Цепные передачи на подъемный вал барабана лебедки включаются шинно-пневматическими муфтами, табл. 12.7.

Таблица 12.7

Зависимость характеристики агрегата от скорости подъема груза при оснастке 4х3.

Показатели	При включенной передаче			
	I	II	III	IV
Скорость намотки каната, м/с	1,146	2,28	4,38	8,64
Скорость подъема талевого блока, м/с	0,191	0,38	0,73	1,444
Частота вращения вала барабана, мин ⁻¹	39,5	78,0	151,0	294,0
Грузоподъемность на крюке, т	60,0	30,0	15,8	8,0

Библиографический список

1. Абдулин Ф.С. Добыча нефти и газа. Учебное пособие для рабочих. - М.: Недра, 1983. - 236 с.
2. Аванесов В.А. Насосно-компрессионные трубы. Учебное пособие. – Ухта.: УГТУ, 2001. - 62 с.
3. Аллисон А., Палмер Д. Геология (наука о вечно меняющейся земле), перевод с английского. Москва «Мир», 1984, - 562 с.
4. Антонова и др. Е.О. Основы нефтегазового дела. – М.: Недра, 2003. – 307 с.
5. Архипов К.И. Справочник по станкам-качалкам. – Альметьевск, 2000. – 147 с.
6. Атепаев А.О. и др. Справочник мастера по добыче нефти, ПРС, КРС. Сургут.: «Нефть Приобья» ОАО «Сургутнефтегаз», 2001. – 380 с.
7. Байков Н.М. Об энергетической стратегии России на период до 2030 года. Нефтяное хозяйство - № 4, 2010.
8. Бойко В.С. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений. Учебное пособие. – М.: Недра, 1990. - 427 с.
9. Брод И.О. Основы геологии нефти и газа. Учебное пособие для вузов. – Московский университет. 1953. – 338 с.
10. Бухаленко Е.И. Нефтепромысловое оборудование: Справочник. – М.: Недра, 1990, - 559 с.
11. Воеводкин В.Е. Расширяем границы. «Пермская нефть» № 20, С. 3
12. Гиматудинов Ш.К. Физика нефтяного и газового пласта. Учеб. для вузов. – М.: Недра, 1982. – 311 с.
13. Губкин И.М. Учение о нефти. М.: Наука, 1975. – 352 с.
14. Дашевский А.В. и др. Справочник инженера по добыче нефти. Уфа.: УГНТУ. ООО «Печатник», 2002. – 277 с.
15. Двуреченский и др. Классификация ресурсов и запасов нефти, газа, конденсата и попутных компонентов. Нефтяное хозяйство. – 1994 - № 4.- С. 14-17.
16. Жданов М.А. Подсчет запасов нефти и газа (методы и практика). М.: Гостоптехиздат, 1959. – 314 с.
17. Желтов Ю.П. Разработка нефтяных месторождений. Учебн. для вузов. – М.: Недра, - 1998. – 365 с.
18. Коршак А.А., Шаммазов А.М. Основы нефтегазового дела. Учебн. для вузов.- Уфа.: ООО «Дизайн Полиграф Сервис». – 2005, - с.527 с.
19. Кудинов В.И. Основы нефтегазового дела. Учебн. для вузов. – Ижевск, - УГУ, - 2004, - 720 с.

20. Лутошкин Г.С. Сбор и подготовка нефти, газа и воды. Учебн. – М.: Недра, 1979. – 310 с.
21. Меркс Ф. Черная кровь (перевод М. Завьяловой). Науа –1978, - 200 с.
22. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти. Учебн. пособие. – М.: ГУП Изд – во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. - 816 с.
23. Мордвинов А.А. Теоретические основы добычи нефти и газа для операторов. Учебн. пособие. Ухта: -, 2006. – 157 с.
24. Мордвинов А.А. Бурение скважин и добыча нефти и газа. Учебн. пособие для вузов. Ухта: Региональный Дом печати, 2006, - 127 с.
25. Мордвинов А.А. Оборудование скважин, эксплуатируемых штанговыми скважинными насосами. Метод. Пособие. – Ухта: УГТУ, 2001 – 25 с.
26. Мордвинов А.А. Освоение эксплуатационных скважин. Учебн. пособие . – Ухта: Региональный Дом печати, 2006,. – 128 с.
27. Мордвинов В.А. Эксплуатация нефтегазопромысловых систем. Учебн. методическое пособие. – Пермь: ПГТУ, 2005, - 30 с.
28. Муравьев И.М. и др. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений. Учебн. для вузов. – М.: Недра, 1965, - 503 с.
29. Муслимов Р.Х. Еще раз об энергетической стратегии России на период до 2030 года. Нефтяное хозяйство - № 1, 2011. С. 3 – 5.
30. Нестеров И.И. Золотой дождь заканчивается. Советская Россия, 15 января 2008 г.
31. Рагозин В. Нефть и нефтяная промышленность. С. Петербург. Типография Товарищество «Общественная польза», 1884, - 561 с.
32. Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. М.: Недра, 1985, - 280 с.
33. Тронов В.П. Системы нефтегазосбора и гидродинамика основных технологических процессов. Казань. ФЭН, 2002. – 512 с.
34. Тронов В.П. Промысловая подготовка нефти. Казань. ФЭН, 2000. – 416 с.
35. Щуров В.И. Технология и техника добычи нефти. Учебн. для вузов. – М.: Недра, 1983. – 510 с.
36. ГОСТ Р 518 – 58 – 2002
37. ОСТ 39 – 225 – 88
38. ОСТ 39 – 228 – 89.
39. Отчет о деятельности ОАО «ЛУКОЙЛ» за 2011 год. 193 с.

