

Министерство образования и науки Российской Федерации
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«САРАТОВСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
ИМЕНИ Н.Г.ЧЕРНЫШЕВСКОГО»

Кафедра геофизики

**«Определение гидродинамических параметров пластов-коллекторов
по данным геофизических исследований скважин (на примере
Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения)»**

АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ

Студента 5 курса 501 группы
направление 05.03.01 геология
геологического ф-та
Оленникова Максима Михайловича

Научный руководитель

К. г.-м.н., доцент

подпись, дата

М.В. Калининкова

Зав. кафедрой

К. г.- м.н., доцент

подпись, дата

Е.Н. Волкова

Саратов 2017

Введение. Актуальность работы определяется тем, что контроль за разработкой нефтяных и газовых месторождений является важным разделом геофизических исследований скважин. Комплекс таких исследований и методика их проведения в вертикальных скважинах хорошо отработаны и широко применяются на месторождениях нефти и газа.

Контроль разработки нефтяных месторождений потребовал решения обратных задач, когда по известным зарегистрированным параметрам поля на забое скважины (дебит, давление, температура) необходимо определить параметры пласта. Методы определения характеристик пластов делятся на керновые, геофизические, гидродинамические и термодинамические. Первые два характеризуют пласт практически в точке или в близкой окрестности, где пробурена скважина. Гидродинамические методы охватывают весь бассейн фильтрации в данном пласте и выдают характеристики, усредненные по этому бассейну.

В данной работе рассматриваются гидродинамические методы исследования скважин, позволяющие получить важнейшие характеристики пласта, такие как приток и приемистость флюидов, работающая мощность, продуктивность, пластовое давление, состав флюидов и другие, являющиеся важнейшими при разработке месторождений. Изучение и контроль этих характеристик с помощью геофизических методов исследования скважин особенно важно при совместной эксплуатации пластов с различными фильтрационно-емкостными свойствами.

Целью бакалаврской работы является проведение комплекса гидродинамических исследований и анализ гидродинамических параметров пластов в скважинах Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения.

При написании бакалаврской работы были поставлены следующие **задачи:**

- изучить геолого-геофизическую характеристику Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения;

- описать методы и способы определения гидродинамических параметров исследуемых пластов;
- описать алгоритм построения профиля притока;
- получить гидродинамические параметры пластов по исследуемым скважинам;
- определить интервалы продуктивности;
- определить интервалы продуктивности;
- определить профиль притока;
- построить парные корреляции и провести их последующий анализ;
- определить тип коллектора по кривой восстановления давления (КВД).

Данная работа включает введение, 3 раздела, заключение, список используемых источников.

Основное содержание работы.

Раздел 1 “Геолого- геофизическая характеристика района работ” посвящен геолого-геофизической характеристике Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения. Включает в себя 4 подраздела. Подраздел 1.1 “Общие сведения об Оренбургском нефтегазоконденсатном месторождении” содержит сведения с описанием административного положения месторождения, краткие физико-географические сведения о территории, изученности сейсморазведкой, сведениями о ходе разработки месторождения. Оренбургское нефтегазоконденсатное месторождение (ОНГКМ) расположено в непосредственной близости от областного центра г. Оренбурга и занимает территорию Переволоцкого, Илекского и Оренбургского районов.

Первая геофизическая экспедиция начала свою работу в районе Оренбургского месторождения в 1952 году. Через 10 лет планомерных исследований был выявлен Оренбургский вал. Первый газовый фонтан был получен из пермско-каменноугольных карбонатных отложений. Вскрытая толщина отложений 606 м. До открытия ОНГКМ (1966г) на его площади

были проведены: геологическая съемка, грави-, магнито-, электро- и сейсморазведка, структурное и параметрическое бурение.

Структура Оренбургского месторождения изучена большим количеством скважин (более чем 1000). Артинско-среднекаменноугольная (основная) залежь НГКМ находится в промышленной эксплуатации с 1974 года. С 1985 г. начался период падающей добычи. На 01.01.2002 г. добыто 1017,5 млрд.м газа и 42,44 тыс.т стабильного конденсата. Выработка балансовых запасов газа составляет 59,1%, конденсата 32,4 %.

В подразделе 1.2 содержатся сведения о литолого-стратиграфической характеристике разреза. В геологическом строении разреза принимают участие образования кристаллического фундамента и осадочного чехла, представленного верхнекаменноугольными и нижнепермскими отложениями. По данным геологических съемок и бурения осадочный чехол в районе восточной части ОНГКМ представлен отложениями ордовикского (вскрытая мощность более 2000 м.), каменноугольного (1200 м.), пермского (2000 м.) и мезокайнозойского (200 м.) возраста.

В подразделе 1.3 “Тектоника” описано тектоническое строение и районирование территории, к которой приурочено месторождение. В тектоническом отношении Оренбургское месторождение приурочено к одноименному валу, который представляет собой крупное широтное поднятие, осложняющее северный склон Соль - Илецкого свода. Свод расположен в зоне сочленения Прикаспийской синеклизы с Предуральским передовым прогибом. Он имеет широтное простирание и входит в систему крупных широтных поднятий, наследующих эпикалендонский структурный план и осложняющий восточный склон Русской платформы. В пределах Соль - Илецкого свода и Оренбургского вала, в частности, широко развита солянокупольная тектоника, которая обуславливает значительное изменение мощностей соленосного кунгура и развитие грабенов.

По кровле артинско - среднекаменноугольный карбонатной толщи Оренбургский вал в пределах своей изменчивости имеет протяженность 130

км при ширине 25-30 км. Амплитуда вала 500-700 м. Наиболее приподнята средняя часть вала, по кровле карбонатной пачки артинского яруса залегает на абсолютной отметке -1227 м, альтитуда поднятия около 400 м.

Помимо Центрального, в пределах Оренбургского вала выявлено еще два поднятия: Западное и Восточное с абсолютными отметками соответственно около 1450 м и 1500 м и амплитудой около 100 м каждое. Углы падения северного крыла вала достигают 7° - 8° , южное крыло погружается под углом в среднем $2^{\circ}30'$ постепенно сливаясь с региональным наклоном слоев в сторону Прикаспийской впадины. Таким образом, Оренбургский вал представляет собой крупное, довольно пологое поднятие унаследованного развития и без видимых признаков дизъюнктивных дислокаций, что позволяет классифицировать его как поднятие типично платформенного типа.

В подразделе 1.4 “Нефтегазоносность”, отмечено наличие трех объектов: первый объект включает артинско-сакмарские отложения; второй и третий геологические объекты - это нижняя часть сакмарских отложений, ассельские и верхне- и среднекаменноугольные отложения.

Именно артинско-среднекаменноугольные нефтегазосодержащие отложения и явились объектом исследования в данной работе.

Совместно с основной залежью рассматриваются артинско-сакмарские отложения Восточного купола района (пласты P_{V-1} , P_{V-2} , P_{V-3} , P_{VI}).

Раздел 2 “Методика исследования” включает в себя 4 подраздела. В работе рассматриваются гидродинамические исследования (ГДИ) скважин по технологии кривой восстановления давления (КВД), которые проводятся при пуске скважин в эксплуатацию. Основными исходными данными здесь являются зависимости давления от времени на определенной неизменной (по времени) глубине, так называемые замеры “на точке”, - кривые восстановления давления (КВД).

В подразделе 2.1 описаны методы определения гидродинамических исследований пластов в скважинах. Все существующие промысловые

гидродинамические методы исследования скважин можно подразделить на три большие группы. К первой группе относятся методы исследования скважин при установившемся режиме их эксплуатации. Вторая группа включает в себя методы исследования при неустановившемся режиме работы скважин, известные в нефтепромысловой практике под общим названием исследования скважин по кривым восстановления давления (уровня). Третья группа включает методы исследования пластов по взаимодействию скважин (гидропрослушивание) при однократном возмущении.

При интерпретации результатов без учета притока применяются методики Хорнера и Минеева. Указанные методики исходят из условия мгновенного прекращения притока в скважину. При большой длительности исследования, когда приток в скважину становится незначительным, фактическая КВД асимптотически приближается к прямой, которая получалась бы при мгновенном закрытии скважины. При обработке кривой восстановления давления пользуются также методом касательной и методом индикаторных кривых.

В подразделе 2.2 рассмотрено влияние различных факторов на форму КВД, снятых в газовых скважинах. КВД имеют форму, отличающуюся от прямой в полулогарифмических графиках. Причем искажение формы КВД происходит на разных ее участках в зависимости от того, каким фактором оно вызвано. В целом зависимости КВД можно разделить на три категории: 1) кривые, у которых искажены начальные участки; 2) кривые, у которых искажены конечные участки; 3) кривые, у которых искажены и начальные и конечные участки.

К наиболее часто встречаемым факторам, искажающим начальные участки кривых восстановления давления, относятся: продувка скважин перед снятием кривой восстановления давления; приток газа к скважине после ее закрытия; степень загрязнения или очищения призабойной зоны по сравнению с параметрами основного пласта; многопластовость залежи с различными параметрами. Совокупность влияния всех факторов

одновременно приводит к искажению как начального, так и конечного участка.

В подразделе 2.3 изучаются гидродинамические параметры пласта, такие как фильтрационные параметры пласта и жидкости, коэффициент продуктивности однородного пласта. Другие составные параметры включают в себя, так же величину приведенного радиуса скважины, коэффициент совершенства скважины, коэффициент продуктивности скважины, скин-фактор. В работе приведены соответствующие формулы расчета данных параметров.

В подразделе 2.4 описана методика построения профиля притока. Интервалы притока и приемистости флюидов в стволе скважин устанавливаются по комплексу геофизических методов — расходомерии, термометрии, радиометрии. На основе этих данных получают профили притока и приемистости флюидов, причём результаты исследований расходомерией являются базой для построения дифференциальных профилей.

Профилем притока называют график зависимости количества Q жидкости (газа), поступающей из единицы мощности (или в нее) эксплуатируемого разреза, от глубины z ее залегания:

$$Q = \int_{h_n}^{h_k} q_z,$$

где h_n и h_k — соответственно глубины залегания, подошвы и кровли эксплуатируемого интервала скважины; q_z - удельный дебит (расход).

На начальном этапе разработки месторождения после пуска скважины в эксплуатацию и выхода ее на установившийся режим должен быть снят опорный профиль. Он снимается наиболее тщательно и отражает условия, когда пластовые давления близки к первоначальным, продукцией является безводная нефть, а воздействие закачки на отдачу и энергетические параметры пластов несущественно. С опорным профилем в последующем должны сопоставляться все последующие профили.

Изменения во времени конфигурации профилей притока или поглощения указывают обычно на то, что произошло изменение соотношений пластовых давлений и, следовательно, в соотношении потоков из различных пластов, а также на перераспределение потоков вследствие обводнения или проведения геолого-технических мероприятий.

В пункте 2.4.1 данной работы изложен алгоритм расчёта и построения профиля притока.

Раздел 3 “Результаты исследования”. В процессе работы были обработаны данные исследований по скважинам №796, №600, №9029, №9034, №585, №652, №9045, №107, №10002, №296, №629 и получены следующие результаты давлений и температур.

В скважине № 796 $P_{\text{труб}}$ в динамике составило 35,88 Атм, в статике - 46,8 Атм; $P_{\text{скв}}$ в динамике - 44,1 Атм, в статике - 46,7 Атм; $T_{\text{скваж}}$ в динамическом режиме 28,63 °С, в статическом 22,58 °С.

В скважине № 9029 в динамическом режиме $P_{\text{труб}}$ 38,94 Атм, в статическом - 40,49 Атм, $P_{\text{скваж}}$ в динамике составляет 44,57 Атм, в статике - 40,49 Атм; $T_{\text{скваж}}$ при регистрации в динамическом режиме 27,04 °С, в статическом - 7,48 °С.

В скважине № 9034 $P_{\text{труб}}$ в динамике 28,25 Атм, в статике 55,04 Атм, $P_{\text{скваж}}$ в динамике 61,93 Атм, в статике 55,04 Атм, $T_{\text{скваж}}$ в динамическом режиме составляет 34,26 °С, в статическом - 19,21 °С.

В скважине №585 $P_{\text{затруб}}$ в динамике 31,2 Атм, в статике 35,04 Атм, $P_{\text{труб}}$ в динамике 28,39 Атм, в статике 34,53 Атм, $P_{\text{скваж}}$ в динамическом режиме 36,66 Атм, в статическом 34,53 Атм, $T_{\text{скваж}}$ в динамике 29,9 °С, в статике 14,85 °С.

В результате обработки кривых восстановления давления (КВД) методом Хорнера были получены следующие расчетные данные по выше перечисленным скважинам: пластовое давление на кровлю; гидропроводность пласта; гидропроводность призабойной зоны;

проницаемость пласта; проницаемость призабойной зоны; пьезопроводность пласта; пьезопроводность призабойной зоны; радиус зоны неоднородности; радиус зоны исследования; скин-фактор; время стабилизации режима.

В указанных скважинах значения полученных данных варьируют в пределах, указанных в таблице 1.

Таблица 1 - Расчетные данные, полученные в результате обработки КВД.

Расчетные данные	Ед. измерений	Значения
пластовое давление на кровлю	атм	от 35,9 до 157,67
гидропроводность пласта	Д*м/сП	от 1,25 до 162,35
гидропроводность приз. зоны	Д*м/Сп	от 0,12 до 278,2
проницаемость пласта	мД	от 0,006 до 23,7
проницаемость приз. зоны	мД	от 0,018 до 33,14
пьезопроводность пласта	м /с	от 0,00003 до 0,089
пьезопроводность приз. зоны	м ² /с	от 0,000084 до 0,059
радиус зоны неоднородности	м	от 1,96 до 96,99
радиус зоны исследования	м	от 1,7 до 298,1
скин-фактор	б/р	от -5,56 до 9,37
время стабилизации режима	ч	от 51 до 19933,98

Опираясь на теоретическую возможность определения типа коллектора по конфигурации кривой КВД (раздел 2.2) автором сделан вывод, что коллекторы пермского возраста представлены трещиновато-пористыми породами, так как КВД, обработанная в координатах $\lg [P_{пл}^2 - P^2(t)]$ от t в скв.№585 имеет выпуклость к оси времени, а осевая часть - выпуклость от оси времени.

По рассмотренным скважинам построен профиль притока и определены продуктивные интервалы пласта. На каротажной диаграмме скважины №9034 по изменению значений температурной кривой отмечается выход газа

в интервалах 1726-1729 м, 1754-1755 м, 1765-1768 м, 1781-1784 м, 1794-1800 м, 1860-1868 м, 1878-1901 м.

В скважине №6010 продуктивные интервалы - 1457-1469 м, 1469-1481 м, 1481-1495 м, 1445-1501 м, 1504-1517 м, 1517-1519 м.

По результатам исследований были построены корреляционные зависимости пористости от проницаемости, дебита от проницаемости, дебита от пористости. Из анализа графиков следует, что хорошо прослеживается связь между дебитом и проницаемостью, поэтому, чем выше проницаемость пород, тем больше значения дебита.

Заключение. Современные гидродинамические методы исследования скважин дают возможность получать важнейшие параметры пласта, на основании которых осуществляются процессы добычи, составляются технологические проекты разработки, проводится анализ текущего состояния разработки месторождений. В результате гидродинамических исследований определяются фильтрационные параметры пласта и скважины, величины пластовых и забойных давлений, коэффициентов продуктивности.

В результате проделанной работы была проведена интерпретация данных гидродинамических исследований скважин Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения и получены следующие результаты:

- изучены методы интерпретации гидродинамических исследований пластов и скважин;
- получены значения давлений и температур для рассматриваемых скважин;
- определен профиль притока и продуктивные интервалы пласта;
- по кривой восстановления давления определен тип коллектора.

По результатам исследований предполагалось построить карту проницаемости пород ОНГКМ, но в виду недостаточного количества данных по скважинам это сделать не удалось. Поэтому были построены и проанализированы корреляционные зависимости между параметрами пласта.