

МИНОБРНАУКИ РОССИИ
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«САРАТОВСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ ИМЕНИ Н.Г. ЧЕРНЫШЕВСКОГО»

Кафедра геофизики

«Геологическое обоснование эффективности бурения горизонтальных
скважин на примере Нивагальского месторождения»

АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ

Студента 5 курса 531 группы
направления подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
геологического факультета
Ермоленко Сергея Юрьевича

Научный руководитель

К. г.-м.н., доцент

Е.Н. Волкова

подпись, дата

Зав. кафедрой

К. г.- м.н., доцент

Е.Н. Волкова

подпись, дата

Саратов 2024

Введение. Строительство и эксплуатация горизонтальных скважин получают все большее распространение в мировой практике, поскольку такие скважины имеют большой потенциал прироста добычи нефти. Оценивая большой дебит горизонтальных скважин (ГС) по сравнению с вертикальными скважинами, обусловленный увеличением площади дренирования, нельзя не отметить ряд недостатков в эксплуатации, не позволяющих ГС оправдывать свое назначения: дебит растет несущественно по сравнению с теорией, наблюдается быстрое обводнение продукции, уменьшается доля работающих интервалов и т. п. Анализ бурения ГС показывает, что одной из основных причин низкой эффективности использования так называемых горизонтальных технологий является недостаточное изучение влияния геологических, петрофизических и техногенных факторов на продуктивность в условиях бурения, освоения и эксплуатации ГС.

В ВКР рассмотрены геологические особенности эффективности бурения ГС на примере участка Нивагальского месторождения. Целью данной работы стало изучение влияния геологических факторов на эффективность бурения ГС. Данная цель предполагает решение следующих задач:

- Исследовать административно-географические и геолого-геофизические характеристики геологического разреза месторождений.
- Проанализировать комплекс ГИС, применяемый на скважинах.
- Изучить теоретические основы бурения искривленных скважин.
- Проанализировать геологическую обоснованность применения бурения горизонтальных скважин на примере Нивагальского месторождения.

Работа состоит из следующих разделов:

- 1 Геолого-геофизическая характеристика месторождения.

2 Методика разработки нефтегазовых месторождений с использованием горизонтальных скважин

3 Результаты

Основное содержание работы. Первый раздел 1 Геолого-геофизическая характеристика месторождения. Стратиграфически месторождение представлено отложениями 2^x структурных комплексов: мезозойско-кайнозойского чехла и доюрских образований.

Основной платформенный разрез сложен юрскими и меловыми отложениями.

Палеоген представлен датским ярусом, палеоценом, эоценом и олигоценом. Толщина четвертичных отложений достигает 45 м.

Породы фундамента (доюрские образования) представлены эффузивными породами зеленовато-серого и бурого цвета, крепкими. Трещины заполнены кальцитом, аргиллитами, метаморфизированными, красно-бурыми, крепкими с раковистым изломом.

Тектонически Нивагальское месторождение приурочено к западному склону Нижневартовского свода, представляющему собой структурный нос, в пределах которого по отражающему горизонту «Б» отмечаются малоамплитудные локальные поднятия, состоящие из 2 куполов: северный (Шаманное поднятие) и южных (Нивагальское поднятие) с амплитудой -10 +20 м, Средне-Обской нефтегазоносной области Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (НГП).

Тектонически месторождение связано с Нижневартовским сводом, представляющим собой структуру 1^{го} порядка с размерами 300*200 км² и амплитудой более 300 м.

Кровля доюрского фундамента представляет собой сложно построенную поверхность, разбитую рядом тектонических нарушений с амплитудой продолжительностью 20-50 м.

Чередование приподнятых и опущенных, сглаженных размывом,

блоков, обусловило последующую тектонику мезозойских структур.

Фундамент не вскрыт.

На Нивагальском месторождении залежи нефти выявлены в пластах ЮВ₁₁, ЮВ₁₀, в нижней пачке ачимовской толщи, в пластах БВ₈, БВ₆, БВ₅, АВ₂, АВ₁₃ и АВ₁₂.

Основными объектами разработки и соответственно содержащими основную долю запасов нефти месторождения являются залежи пластов АВ₂ и АВ₁₃.

Второй раздел «Методика разработки нефтегазовых месторождений с использованием горизонтальных скважин».

Преимущества ГС заключаются в следующем: повышенная продуктивность или приемистость; более высокий коэффициент охвата пласта; пониженные эффекты развития конуса воды или газа из-за уменьшения депрессии на пласт, вследствие чего увеличивается период продуктивной работы скважины, увеличенная площадь дренирования. При сильном подпоре подошвенной воды обводнение скважины может иметь место даже при отсутствии водо-нефтяного контакта повышенной подвижности.

Продуктивность (приемистость) ГС может быть выше, чем вертикальной, по нескольким причинам. Прежде всего, ГС могут охватить гораздо большие площади продуктивного пласта, чем вертикальные скважины, в случае сложных разрезов вскрывают большее число пластов. Горизонтальные скважины можно бурить перпендикулярно к направлению, в котором ориентированы естественные трещины, и, следовательно, стволы пересекут большее число таких трещин. Кроме того, в ГС может быть инициировано множество трещин гидроразрыва.

При благоприятной ориентации стволов в системе площадного заводнения часто обеспечивают более высокий коэффициент площадного охвата, чем вертикальные скважины. Когда протяженность горизонтального ствола приближается к значению, равному половине

расстояния между нагнетательными и добывающими скважинами, теоретически коэффициент площадного охвата стремится к 100 %. Эффективность охвата пласта по вертикали зависит от расположения горизонтального ствола в вертикальном разрезе. Эффективность площадного охвата может быть выше или ниже, чем в вертикальной скважине. Например, если в разрезе пород присутствуют непроницаемые барьеры, то коэффициент охвата по вертикали может быть очень плохим.

В то же время при использовании ГС необходимо иметь в виду их недостатки, одна часть которых связана с недостаточным развитием техники и технологии строительства и эксплуатации скважин, другая, практически неустранимая – с геометрией, скважин и геологическим строением пласта. Одна из таких недостатков является опасность быстрого обводнения ГС в результате прорыва пластовых; или закачиваемых вод, определяемая особенностями геологического строения продуктивного пласта (наличие крупных вертикальных трещин, подошвенной воды и др.).

Более быстрое обводнение ГС по сравнению ВС может происходить по двум причинам. Во - первых, при слоистом строении пласта высокие отборы нефти создают глубокую воронку депрессии только в одном из пропластков, что вызывает ускоренное продвижение по нему воды и быстрое обводнение ГС. Во-вторых, современная практика проектирования профиля ГС не учитывает особенности продвижения фронта пластовой или закачиваемой воды в наклонно залегающему продуктивном пласте.

При совместном использовании вертикальных и горизонтальных скважин в процессе искусственного заводнения увеличивается добыча нефти при одновременном более ускоренном обводнении скважин при определенных условиях даже в случае более или менее однородного пласта. Кроме того, по данным исследования горизонтальных скважин несколько затруднительно определить геометрию и геолого-физические параметры продуктивного пласта.

Кроме того, участок горизонтального ствола скважины в продуктивном пласте бурят, как правило, вдоль напластования или под небольшим углом в результате чего вскрывается только часть толщины пласта. Такие скважины гидродинамически несовершенны по степени вскрытия, что также является причиной относительно низких текущих дебитов углеводородов.

Горизонтальные скважины имеют большую зону дренирования в коллекторе, тем самым увеличивая добычу в условиях, когда вертикальная нефтенасыщенная толщина слишком мала для вертикальных скважин с точки зрения рентабельности.

К проведению геофизических исследований в ГС предъявляется целый ряд требований, отсутствующих при проведении геофизических исследований в вертикальных и наклонно-направленных скважинах. Например, к инклинометрическим исследованиям при бурении ГС в маломощных пластах, в которых наиболее целесообразно применение новых систем разработки, предъявляются требования обеспечения точности проводки, особенно горизонтального участка ствола, до десятков сантиметров. К геолого-технологическим исследованиям ГС каких-либо особых требований, как правило, не предъявляется, однако весьма желателен непрерывный контроль за движением по продуктивному пласту, для чего могут быть применены системы раннего обнаружения газопроявления. Геофизические исследования в ГС должны проводиться без искажения геофизических полей, т.е. в методическом отношении геофизические измерения в ГС должны быть адекватны аналогичным измерениям в вертикальных и наклонно-направленных скважинах. Это накладывает сложные требования к системам комплекса геофизических исследований в ГС. Еще более усложняются технологии проведения измерений в горизонтальной части ствола работающей скважины, т.к. нужны нестандартные средства доставки измерительного комплекса в интервал исследования ГС.

Технологии проведения ГИС в ГС подразделяются на геофизические исследования:

- в процессе бурения, так называемые LWD – системы;
- ГИС после бурения ГС.

К каротажу в процессе бурения предъявляются специфические требования, отличные от требований к исследованиям после бурения. Это связано с условиями проведения ГИС в процессе бурения. Оборудование, предназначенное для каротажа в процессе бурения LWD (logging while drilling) позволяет оптимизировать время на анализ геологической информации в связи с существенным уменьшением зоны проникновения фильтра бурового раствора в структуру нефтяного или газового коллектора, что сокращает время его освоения и, что особенно актуально при разработке пластов малой мощности, осуществления процесса геонавигации траектории ствола скважины в соответствии с морфологией пласта.

Максимальный эффект ГИС достигается при замене стандартных комплексов ГИС высокотехнологичными приборами каротажа в процессе бурения (LWD). Приборы LWD включаются в состав компоновки низа бурильной колонны и позволяют вести запись полного комплекса каротажа, а также имиджей (развёрток ствола скважины) одновременно с углублением скважины, отправляя все геофизические данные на поверхность в онлайн-режиме.

Использование системы акустического каротажа в режиме реального времени во время бурения позволяет определить поровое давление впереди долота. Располагая такой информацией, можно принять меры для уменьшения вероятности выброса или повреждения пласта во время бурения. По сравнению с каротажом на кабеле, проводимым после бурения скважины, каротаж во время бурения помогает избежать проблем при бурении, а также корректировать направление бурения в наиболее

продуктивную зону.

Методы КВБ дают ответы в режиме реального времени, что позволяет минимизировать риски при бурении и избежать простоев оборудования или связанные с ними потери ствола. Также в процессе бурения проводится измерение скважинного давления, что позволяет контролировать эквивалентную плотность циркуляции бурового раствора, что помогает оценить ситуацию с накоплением шлама в призабойной зоне и принять корректирующие меры для предотвращения ее закупоривания или прихвата труб в скважине.

Азимутальные методы исследований позволяют проводить мониторинг состояния ствола скважины и определять образование вывалов, таким образом позволяя принимать корректирующие меры в режиме реального времени и избегать связанных с такими ситуациями простоев и других проблем.

К геофизическим исследованиям после бурения предъявляется ряд требований, связанных с особенностью расположения исследуемого интервала. Так как обычная технология доставки скважинных приборов, применяемая в вертикальных и наклонно-направленных скважинах, не применима в условиях ГС зарубежные и отечественные фирмы разработали ряд технологий для проведения ГИС в ГС.

Раздел третий «Результаты». Важным параметром, свидетельствующим об условиях осадконакопления, является толщина глинистой перемычки разделяющей пласты АВ2 и АВ1/3. На данном участке месторождения пласты АВ2 и АВ1/3 практически не имеют выдержанного по площади глинистого раздела, представляя собой единую гидродинамически связанную систему. На небольших расстояниях друг от друга пласт глины разделяющий пласты АВ2 и АВ1/3 изменяется от 2 м до 15м (скв.5128), что показано на рисунке 7 Б

Залежь нефти пласта АВ1/3 приурочена к протяженной трансгрессивной части пласта, которая прослеживается и в перекрывающей песчаное тело покровушке.

Основной закономерностью структуры порового пространства является ухудшение вверх по разрезу параметрической характеристики за счет изменения содержания алевритовой и крупнодисперсной (каолинит, хлорит) пелитовой фракции. За счет этого к кровле ухудшаются и ФЕС (фильтрационно-емкостные свойства) разреза – снижается общая и эффективная пористость, проницаемость, увеличивается коэффициент остаточного водоизмещения породы, снижается объем доступной для внедрения нефти емкости. Наложение эффектов залежи нефти и градиентного ухудшения ФЕС к кровле песчаного тела (рост содержания свободной и остаточной воды) нивелируют характеристику электропроводности с видимым «нестандартным» эффектом понижения сопротивления.

Также при подобном строении пласта АВ1/3 на отдельных участках месторождения не исключена возможность формирования капиллярно – экранированной залежи.

Рассматривая весь участок месторождения в целом, можно выделить эксплуатационные типы пластов по геолого-геофизическому признаку:

1. Пласт АВ1/3 отделен от пласта АВ2 толстой глинистой перемычкой, вследствие чего внутрипластовый переток подошвенной воды исключен. Коллектора пласта АВ1/3 характеризуются ухудшенными коллекторскими свойствами и низким сопротивлением < 6 Ом (что характерно для большинства скважин вскрывших данные отложения) по сравнению с пластом АВ2. Геологические характеристики коррелируются с эксплуатационными данными:

- скважины работают с малыми дебитами нефти и жидкости (600 – 800 т/мес. и 700 – 1050 м³/мес. соответственно);

- начальная обводненность, независящая от подхода фронта заводнения и конусообразования, изменяется от 4 до 16 %

2. Коллектора пласта АВ2 характеризуются хорошими коллекторскими свойствами и сопротивлением нефтеносного коллектора > 8 Омм.

Исследование коллекторов пласта АВ2 показало, что при перфорации нефтеносного пласта скважины наблюдается следующее:

- обводненность продукции увеличивается до 70% практически сразу после ввода скважины в эксплуатацию;

- низкий дебит нефти из-за вовлечения в работу водоносных интервалов.

При совместном вскрытии пластов АВ1/3 и АВ2 выявлены эксплуатационные характеристики - на начальном этапе скважина работает с малым процентом обводненности продукции < 5%, что вполне соответствует работе скважин. После проведения последующих работ мы видим увеличение дебита, и увеличение процента воды до 15%, что соответствует:

- по дебиту – второму типу скважин;

- по обводненности – первому.

Заключение. Из этого можно сделать вывод, что в начале работал только пласт АВ2, далее возникли такие депрессии на пласт, что произошло вовлечение в работу запасов пласта АВ1/3.