

УДК 622.241.83

**АНАЛИЗ МЕТОДОВ И ТЕХНОЛОГИЙ ДОБЫЧИ
УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ В УСЛОВИЯХ
АНОМАЛЬНЫХ ПЛАСТОВЫХ ДАВЛЕНИЙ**



**ANALYSIS OF METHODS AND TECHNOLOGIES
FOR THE PRODUCTION OF RAW HYDROCARBONS UNDER
THE CONDITIONS OF ABNORMAL FORMATION PRESSURES**

Савенок Ольга Владимовна

доктор технических наук,
профессор кафедры разработки и эксплуатации
нефтяных и газовых месторождений
Санкт-Петербургский горный университет
savenok_ov@pers.spmi.ru

Горпинченко Алексей Николаевич

заместитель генерального директора по общим вопросам,
ООО «Газпром персонал» проект «Ачим Деведопмент»
swengorr@yandex.ru

Шелухов Григорий Викторович

студент направления подготовки
21.05.06 «Нефтегазовая техника и технологии»,
Санкт-Петербургский горный университет
a.sheptukhin@yandex.ru

Аннотация. В статье проанализированы осложнения, которые возникают при наличии аномально высоких (низких) пластовых давлений во время эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, и методы их предотвращения. В процессе исследования рассмотрены методы прогнозирования аномальных пластовых зон и технологии заканчивания и освоения скважин в осложнённых аномальных пластовых условиях. Проведён анализ технологий и сопутствующих им методов, применяющихся для решения возникших технологических проблем, а также современных трендов при организации бурения фонда скважин с учётом коэффициента аномальности пластовых давлений. В результате исследования выявлен положительный эффект от применения ряда методов и технологий строительства и освоения горизонтальных скважин для аномально высоких и низких пластовых давлений с учётом геологических особенностей месторождений углеводородов.

Ключевые слова: анализ коэффициента аномальности пластовых давлений, влияние коэффициента аномальности пластовых давлений на технологические процессы добычи углеводородного сырья, оценка добычи углеводородного сырья в условиях аномальности пластовых давлений, оптимизация технологии бурения в условиях аномальности пластовых давлений, оптимизация размещения сетки добывающих скважин в условиях аномальности пластовых давлений, технологии, используемые в условиях аномальности пластовых давлений, метод Хорнера.

Savenok Olga Vadimovna

Doctor of Technical Sciences, Professor
of the Department of Development
and Operation of Oil and Gas Fields,
Saint Petersburg Mining University
savenok_ov@pers.spmi.ru

Gorpinchenko Alexey Nikolaevich

Deputy Chief Executive Officer
for General Affairs,
LLC «Gazprom Personnel»,
Project «Achim Development»
swengorr@yandex.ru

Shelukhov Grigory Viktorovich

Student training direction 21.05.06
«Oil and Gas Equipment and Technologies»,
Saint Petersburg mining university
a.sheptukhin@yandex.ru

Annotation. The article analyzes the complications that arise in the presence of abnormally high (low) reservoir pressures during the operation of oil and gas fields, and methods for their prevention. In the course of the study, methods for predicting anomalous reservoir zones and technologies for completing and developing wells in complicated anomalous reservoir conditions were considered. The analysis of technologies and accompanying methods used to solve the emerging technological problems, as well as modern trends in the organization of drilling of the well stock, taking into account the reservoir pressure anomaly coefficient, was carried out. As a result of the study, a positive effect was revealed from the use of a number of methods and technologies for the construction and development of horizontal wells for abnormally high and low reservoir pressures, taking into account the geological features of hydrocarbon deposits.

Keywords: analysis of the reservoir pressure anomaly factor, influence of the formation pressure anomaly coefficient on the technological processes of hydrocarbon production, assessment of hydrocarbon production in conditions of anomalous formation pressures, optimization of drilling technology in conditions of anomalous formation pressures, optimization of the placement of a grid of production wells in conditions of anomalous formation pressures, technologies used in conditions of anomalous formation pressures, Horner's method.

Оценка добычи углеводородного сырья

в условиях аномальности пластовых давлений

При разработке нефтяных и газовых месторождений важную техническую составляющую играет оценка добычи углеводородного сырья, так как она позволяет проводить мониторинг текущей ситуации в пластовых условиях и оценивать эффективность режима работы той или иной залежи. А эффективность рассматривается на основе показаний параметров, которые зависят как от многих геологических факторов, так и от технологических.

В аномальных пластовых условиях, отталкиваясь от происхождения АВПД и АНПД, учитываются свои закономерности изменения добычи нефти и газа. В частности, нужно включать к основным параметрам дополнительно коэффициент аномальности пластовых давлений и гидростатическое давление, так как они отражают динамику падения пластового давления, а это влияет на расчёт продолжительности работы скважины и дебит жидкости.

Нами выполнен анализ нефтяной залежи юго-восточного участка месторождения N, на котором выделяются Центральный и Восточный блоки и где на границах этих участков скважины имеют схожее поведение по динамике основных показателей разработки. На восточном блоке выделяется зона АВПД (K_a равен от 1,015 до 1,109), на которую попадает часть работающих добывающих скважин. Выделив основные характеристики, представленные в таблице 1, можно произвести сравнение параметров выработки запасов нефти у участков с нормальными (гидростатическими) и аномально высокими пластовыми давлениями.

Таблица 1 – Характеристики выработки запасы нефти по участкам

Показатели	Центральный блок	Восточный блок
Средний дебит жидкости, тонн/сут.	400	36
Средний дебит по нефти, тонн/сут.	122	9
Средняя обводнённость, %	34	76
Накопленная добыча нефти на 1 скважину, тыс. тонн	379	2
Компенсация отборов с начала разработки, %	43	18651
Среднее пластовое давление, МПа	19	21
Среднее гидростатическое давление, МПа	19	19
Коэффициент аномальности, доли ед.	1,015	1,109
Коэффициент нефтеизвлечения (условный), доли ед.	0,463	0,001

Связь между участками слабая или вовсе отсутствует из-за наличия непроницаемых разрывных нарушений, отличия ФЕС коллекторов и степени гидродинамической связанности с областью питания, если учитывать трещиноватый тип коллектора. Также наблюдается высокая обводнённость Восточного блока, связанного с прорывом воды по системе трещин и разломам, в некоторых скважинах резкий рост обводнённости произошёл из-за подъёма водонефтяного контура. Хотя пластовое давление выше гидростатического на данном участке месторождения и это должно благоприятно влиять на дебит жидкости, но из-за низких ФЕС пород и высокой обводнённости, которые были вызваны нерациональным способом разработки данной нефтяной залежи, произошло негативное влияние на энергетическое состояние пласта. Поэтому показания дебита жидкости и нефти Восточного блока во много раз меньше, чем у Центрального блока.

Ещё одно сравнение, дающее оценку добычи углеводородного сырья в условиях аномальных пластовых давлений, можно рассмотреть между двумя месторождениями X и Y, расположенными на территории Краснодарского края.

В таблице 2 отображены результаты скрининга месторождений, где на основании нижеприведённых параметров был проведён анализ влияния коэффициента аномальности пластового давления на дебит жидкости месторождений (рис. 1), а также отношение коэффициента аномальности к суточному дебиту нефти (рис. 2).

Таблица 2 – Результаты скрининга месторождений

Характеристика	X	Y
Пластовая температура, °С	108,7	116,1
Пластовое давление	низкое	преимущественно высокое
Вязкость нефти в пластовых условиях	незначительная	незначительная
Нефть	лёгкая	особо лёгкая
Характеристика пластовой воды	средняя минерализация, мягкая	средняя минерализация, жёсткая
Ca ²⁺ , мг/л	69,9	598,1
Mg ²⁺ , мг/л	10,7	14,5
Проницаемость пласта от – до (средняя), мД	2,8	22,8
Глинистость пласта	безглинистые	безглинистые
Карбонатность пласта, доли ед.	0,22	0,14

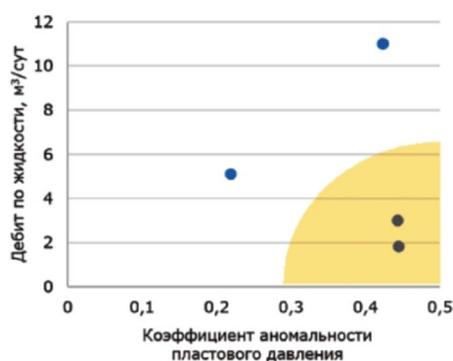


Рисунок 1 – Диаграмма «дебит – пластовое давление» для скважин

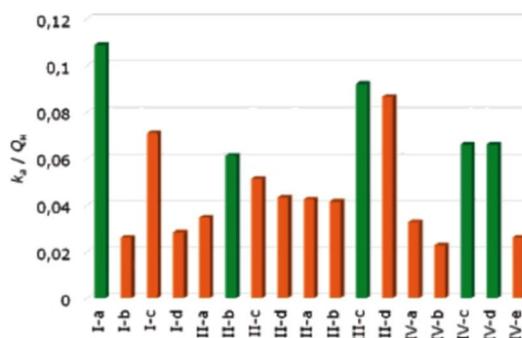


Рисунок 2 – Отношение коэффициента аномальности пластового давления к суточному дебиту по нефти для скважин из выборки

В результате исследования было установлено, что месторождение X является зоной АНПД, в то время как месторождение Y – зоной АВПД. Проницаемость пласта в условиях АВПД в среднем во много раз больше, чем в АНПД, что свидетельствует о высоких показателях дебита жидкости в случае аномально высоких пластовых давлений. К тому же нефть на месторождении Y легче, чем на месторождении X, что также подтверждает полученные результаты, а коэффициент аномальности пластовых давлений позволил точно оценить зависимость расположения месторождения и условий пласта скважины от дебита жидкости и дебита нефти.

Оптимизация технологии бурения

в условиях аномальности пластовых давлений

Одним из основных этапов разработки месторождений в осложнённых аномальных пластовых условиях, в котором возникают ряд геологических и технических затруднений – строительство глубоких скважин. Особенно касается последнего этапа

заканчивания скважины: вскрытие продуктивного пласта, спуск хвостовика и цементирование эксплуатационной колонны, оборудование забоя и вызов притока методом ГРП. Из-за уже возникающих проблем на стадии вскрытия пласта (открытое фонтанирование, ухудшение ФЕС пород в призабойной зоне) необходимо подбирать технологию бурения скважин на основании полученных сейсмических разведочных и опытно-промышленных данных таким образом, чтобы максимально сохранялись коллекторские свойства породы и были минимальными потери пластового давления.

При этом необходимо учитывать, что в случае АВПД осложнения, связанные с вскрытием пласта, происходят преимущественно во вводимых в эксплуатацию добывающих и разведочных скважинах. Причина трудностей кроется в ухудшении фильтрационной характеристики пористой среды вследствие проникновения большого количества фильтрата при использовании утяжеляющего раствора в ПЗП. Однако АВПД с точки зрения добычи углеводородов имеет положительное влияние на ФЕС, увеличивает дебит скважин и продлевает срок естественной добычи нефти и газа (первичным методом). Аномально низкие пластовые давления вводят свою корректировку в выборе раствора. В качестве облегченных растворов чаще всего применяют обычную промысловую жидкость (техническая вода, естественные или глинистые растворы, азрированные жидкости, эмульсионные и полимерные растворы) и большое количество этой жидкости попадает в пласт, что несёт за собой резкое падение естественной проницаемости коллектора в призабойной зоне скважины (ПЗС), осыпи и другие аварийные ситуации. Помимо этого происходят флюидопроявления из пропластков, лежащих выше, которые вызваны потерей циркуляции промысловой жидкости, что в свою очередь приводит к поиску методов вскрытия пластов для истощённых толщ, где необходимо извлечь остаточные запасы нефти.

Основные факторы, которые нужно учитывать при выборе метода вскрытия пласта:

- пластовое давление;
- проницаемость;
- степень трещиноватости;
- физико-геологическая характеристика коллектора и пластовой жидкости;
- наличие набухающих глин в разрезе.

Трудности, которые описаны выше, относятся к традиционному виду бурения (бурение на репрессии). Плотность бурового раствора в этом случае подбирают при условии, что забойное давление должно быть выше пластового, т.е. буровой раствор давит на нефть и газ в пласте, тем самым предотвращая фонтанирование и риск аварии.

Но в случае со сложными запасами, которые обуславливаются аномальными пластовыми условиями и наличием многочисленных трещин, используют промысловую жидкость, которая позволяет сохранять равновесие между притоком в скважину флюида и поглощением раствора, т.е. давление в скважине и пласте должно быть одинаковым. Такая технология называется *бурение на равновесии*, а когда бурение производят в системе «скважина – пласт» с отрицательным дифференциальным давлением ($P_{скв} < P_{пл}$) – называют *бурение на депрессии*.

Сущность данной технологии заключается в следующем: свойства коллектора сохраняются благодаря закупориванию (кольматации) продуктивного пласта от жидкости глушения, фильтрата бурового раствора и т.д. Также бурение на депрессии позволяет регулировать и тем самым поддерживать заданное давление в пласте и в скважине. Дебит скважины будет расти, а саму добычу углеводородов можно начать получать уже в процессе строительства и освоения скважины.

Агентом при использовании данного вида бурения может выступать раствор с низкой плотностью (вода, нефть), азрированные растворы, газированные воздухом, азотом или природным газом. Из недостатков в технологии выделяют быстрое снижение дебита, сложность такого бурения из-за требования использования специального оборудования (вращающиеся головки / превентора, системы дегазации и удержания газа и т.д.) и высокой квалификации бригады, а также зависимость от точности полученных геологических и геофизических данных о пласте и физико-химического свойства флюида, так как при некорректной или недостаточной информации бурение на

депрессии может привести к ухудшению ФЕС и возникновению газонефтеводопроявления. Поэтому более щадящей технологией, которую эффективнее использовать при АВПД и АНПД, является равновесное вскрытие горизонта.

Важной задачей на заключительном этапе проектирования скважины является выбор конструкции скважины и проведения ГРП в аномальных пластовых условиях. Для геологически осложнённых пластов, имеющих зоны АВПД или АНПД, оптимальным решением для разбуривания кустовой площадки выступает конструкция горизонтальных скважин с применением многостадийного гидроразрыва пласта. Основные критерии, по которым данная конструкция была выбрана:

- оптимальная траектория для минимизации риска осложнения при строительстве и эксплуатации скважин;
- минимальная продолжительность бурения;
- низкая вероятность пересечения стволов.

Однако при спуске хвостовика с заранее перфорированной частью и цементировании его выше фильтра проявляются следующие проблемы: снижение дебита скважины из-за некачественной очистки заколонного пространства хвостовика и в интервале фильтра от шлама и глинистого раствора; хвостовик до забоя не доходит без промывки.

Хвостовиком используют обсадные трубы или фильтры с кислоторастворимыми магниевыми заглушками. После цементирования верхней части хвостовика обсадные трубы вскрываются с помощью гидромеханических перфораторов. Подвешивается хвостовик на элеватор на роторе. В хвостовик спускают насосно-компрессорные трубы, на которые наворачивается «разъединитель»; с периодическими промывками на буровых трубах хвостовик спускается до забоя.

Данная технология даёт возможность исключить разбуривание цементного стакана и цементировочной пробки, спустить инструмент с хвостовиком с промывкой без осложнений до забоя и производить в будущем во время освоения и эксплуатации промывку избирательно.

Что же касается ГРП, здесь надо отметить, что данный метод интенсификации добычи нефти часто используется в силу своей эффективности с точки зрения увеличения дебита скважин. Однако есть ряд отрицательных факторов, из-за которых достижение проектных значений дебитов жидкости и нефти после проведения ГРП составляет 66 %: низкая изученность объекта разработки, неверный выбор оптимальных параметров ГРП и несоблюдение технологии. При этом успехом ГРП рассматривается образованная гидроразрывом трещина, которая должна правильно распространиться в породе-коллекторе. Технология перераспределения направления распространения трещин ГРП (рис. 3) помогает за счёт контроля направления трещины ГРП уменьшить материальные издержки на неуспешные операции и увеличить эффективность проведения мероприятий по осуществлению гидроразрыва пласта.

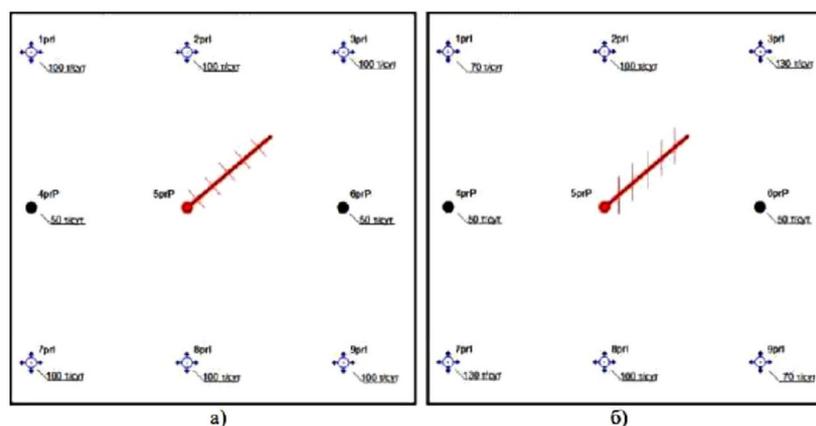


Рисунок 3 – Зависимость направления распространения трещины относительно горизонтального ствола в зависимости от уровня закачиваемого агента:

- а) направление трещин по линии регионального напряжения горной породы;
- б) изменение азимута направления трещины из-за перераспределения закачки

Локальное перераспределение давления возможно при изменении уровней закачиваемого агента. Таким образом можно направить трещину в необходимое направление для лучшей разработки путём изменения её распространения. Особенно данная технология может быть применима для горизонтальных скважин в аномальных пластовых условиях.

Однако при условиях использования щадящего режима депрессии (равновесии) на газовый пласт, благодаря которому предотвращается проникновение жидкости в пласт и ухудшение ФЕС пород-коллекторов, целесообразно использовать вторичный метод вскрытия пласта – гидropескоструйную перфорацию (ГПП), позволяющую в условиях АВПД произвести работу с минимальным отрицательным влиянием на ПЗП. Существует два способа применения ГПП: спуск на колонне гибких НКТ или гидropескоструйного перфоратора на компоновке НКТ. Гибкие трубы (колтюбинг) обеспечивают в горизонтальных скважинах большие глубины спуска и облегчают процесс работ на депрессии.

Основные технологические факторы, влияющие на характер работ внутри газодобывающих скважин с АВПД:

- горизонтальные хвостовики с малыми диаметрами;
- склонность к поглощению растворов;
- чувствительность газовых коллекторов к воздействию воды;
- коэффициент аномальности пластовых давлений порядка 1,6–1,9.

Осложнения, которые могут возникать для ГПП – высокие давления при бурении на депрессии и поглощение пластом рабочего раствора. Ограничениями для ГПП являются риски прихвата компоновки низа колонны и высокое нагнетательное давление в трубах. Сама компоновка низа колонны состоит из гидropескоструйного перфоратора, гидравлического центратора, универсального разъединителя и внутреннего луночного коннектора (рис. 4).



Рисунок 4 – Компоновка низа колонны для ГПП на ГНКТ

Эффективность данной технологии заключается в перспективном использовании в условиях АВПД путём приобщения газоносных пластов и сведения к минимуму отрицательного влияния на ФЕС коллекторов. Стоит также отметить, что для осуществления операции по бурению на равновесии или депрессии необходимо произвести подбор типа рабочего флюида для каждой из осложнённых аномальных зон. Существует следующая классификация видов рабочих жидкостей, которые применяются в бурении на промысле:

- с промывкой буровым раствором;
- с аэрацией бурового раствора;
- с применением пены;
- с орошением;
- с продувкой воздухом / газом.

Для условий АВПД чаще применяют утяжелённую промывочную жидкость на углеводородной основе. В случае для АНПД существуют несколько типов облегчённых растворов, которые используются в бурении (табл. 3).

Анализируя типы промывочного агента, самым перспективным направлением выступает применение газожидкостных смесей.

Несмотря на то, что бурение на равновесии – это сложная и дорогостоящая технологическая операция, позволяющая увеличить скорость проходки в твёрдых породах и контролировать его прохождение в зонах АВПД и АНПД, но именно технологии «равновесного» и «депресссионного» бурения начали применять для прохождения аномальных пластовых зон. И на сегодняшний день равновесное бурение обеспечивает в сложных горно-геологических условиях быстрее и безопаснее проводку скважин за счёт современного технического оснащения бурового оборудования.

Таблица 3 – Типы облегчённых очистных агентов для бурения в условиях АНПД

Тип промывочного агента	Достоинства	Недостатки
Нефть, газированная азотом	низкая плотность; минимальное загрязнение нефтяного пласта	высокая пожаро- и взрывоопасность; негативное влияние на окружающую среду
Буровые растворы на углеводородной основе	низкая плотность (900–1000 кг/м ³); минимальное загрязнение нефтяного пласта; возможность удешевления раствора применением «сырой» нефти	высокая пожаро- и взрывоопасность; негативное влияние на окружающую среду
Буровые растворы на водной основе с облегчающими добавками	низкая плотность (снижает плотность до 660 кг/м ³); высокая прочность добавок; инертность добавок по отношению к химическим реагентам	содержит твёрдую фазу, способную снизить проницаемость продуктивного горизонта; облегчающие добавки выходят на поверхность
Буровые растворы, содержащие афроны	не содержит твёрдой фазы или других компонентов, способных необратимо нарушить ФЕС пласта; экологически биоразлагаемы и безопасны	высокая плотность, близкая к воде; высокая стоимость компонентов раствора
Газожидкостные смеси (ГЖС)	низкая плотность (снижает до 300 кг/м ³); возможность выноса крупных частиц выбуренной породы диаметром до 4–5 см; скорость бурения скважины увеличивается	недостаточная изученность процессов, которые проходят на забое скважины; применение специального оборудования для создания ГЖС крайне необходимо
Газ, воздух	низкая плотность; используя воздух и инертные газы, экологически безопасный тип промывочного агента	ухудшение условий очистки скважины от выбуренной породы; бурение только в «сухих» разрезах; высокая пожаро- и взрывоопасность (в случае использовании воздуха)

Основные преимущества, которые можно выделить в применении технологии бурения на равновесии в осложнённых аномальных пластовых зонах:

- возможность принятия оперативных действий за счёт мгновенного определения поступления пластового флюида или потери промывочной жидкости в скважине;
- существенное сокращение рисков, связанных с ГНВП, так как объёмы поступающего пластового флюида поддерживаются минимальными;
- возможность на стадии проектирования конструкции скважины уменьшить количество обсадных колонн, спускаемых в скважину;
- значительное увеличение механической скорости проходки.

Оптимизация размещения сетки добывающих скважин

в условиях аномальности пластовых давлений

Размещение сетки скважин имеет прямое влияние на разработку нефтегазовых месторождений с трудноизвлекаемыми запасами, особенно со сложным геологическим строением и низкими показателями проницаемости коллекторов. На стадии разработки при почти полном истощении энергии пласта используют вторичные методы добычи углеводородов – поддержание пластового давления. Закачка воды (газа) в пласт является одним из самых распространённых методов интенсификации притока флюида к забою скважины. Добиться максимальной эффективности разработки месторождения,

а именно высоких экономических показателей разработки, высокого дебита и минимального процента обводнённости можно благодаря выбору типа взаимного расположения добывающих и нагнетательных скважин и заводнения. Один из способов регулирования разработки путём заводнения – порядок разбуривания и вида сетки фонда скважин. Существует ряд методов регулирования разработки, используемых в осложнённых обводнённых пластах (табл. 4).

Таблица 4 – Условия применения основных методов регулирования разработки путём заводнения в обводнённых пластах

Наименование метода	Принцип действия метода на увеличение охвата заводнением	Условие надёжного применения метода при обводнённости продукции, %	Недостатки метода
Повышение давления нагнетания	увеличение градиента давления	до 75–85	ограниченная возможность установленных мощностей для полного охвата пластов
Изменение направления потоков	повышение охвата дренирования	до 75–85	использование метода только на отдельных месторождениях (локальность)
Циклическая закачка и отбор	изменение градиента пластового давления	70–80	низкая эффективность в высокообводнённых пластах на поздней стадии разработки
Форсирование отбора жидкостей из пласта	увеличение градиента давления	75–80	неопределённость условий применения
Выделение пластов в отдельный объект эксплуатации по коллекторским свойствам	уменьшение влияния неоднородности пласта	не ограничены	применение метода только в литологически неоднородных пластах
Уплотнение сетки скважин	увеличение градиента давления, перенос фронта вытеснения, интенсификация отбора жидкости из пласта и др.	не более 80–90	высокая стоимость работ, быстрое продвижение фронта вытеснения, приводящее к сокращению периода эксплуатации скважин

В условиях аномальных пластовых давлений, в случае выделения новых зон, где планируется провести бурение скважин, наиболее актуальным будет выделить такие породы-коллекторы в отдельный объект эксплуатации. Однако чаще такие пласты гидродинамически связаны друг с другом, из-за чего самым высокоэффективным методом остаётся изменение сетки скважин.

На Ямбургском газоконденсатном месторождении, которое находится на поздней стадии разработки, при большой обводнённости наблюдаются в целом хорошие ФЕС (> 500 мД) сеноманской залежи. Согласно геологической карте разреза по классам пород, низкие значения пористости и преобладание глин вызваны воздействием ГВК, а скорость его подъёма регулируется обводнённостью скважин. Соответственно, учитывая влияние обводнённости на рост динамики падения пластового давления и литологического строения пласта, строятся графики зависимости (рис. 5) на основании рассчитанного времени возможного обводнения скважин с проницаемостью породы больше 500 мД.

Скорость подъёма ГВК растёт с увеличением проницаемости, что ускоряет процесс падения пластового давления до АНПД. Также с точки зрения сетки скважин интенсивность снижения давления пласта зависит от количества работающих скважин, так как интерферирующие волны, исходящие от них, образуют депрессионную воронку. Соответственно, внедряя метод уплотнения сетки скважин путём уменьшения до-

бывающих и замены некоторых из них под нагнетательные, а также разбуривания новых с учётом уже имеющихся зон АНПД, получим положительный эффект (табл. 5). В частности, повысится срок эксплуатации пласта, замедлится рост обводнённости и увеличится пластовое давление, что позволит увеличить общую накопленную добычу углеводородов.

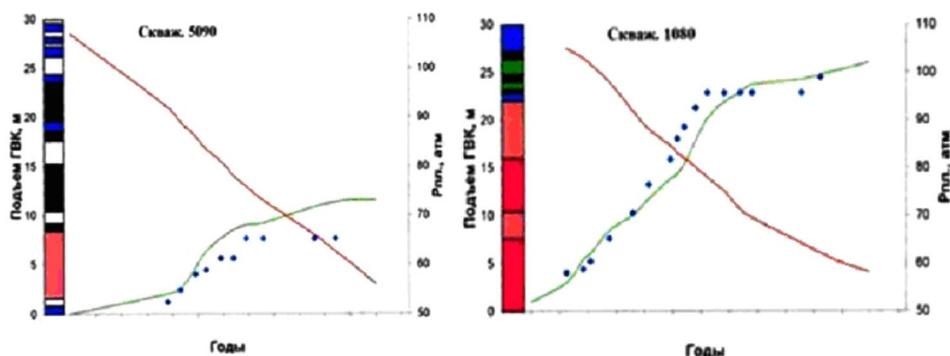


Рисунок 5 – Литологическое строение пласта, динамика подъёма ГВК и падения пластового давления

Таблица 5 – Величины пластового давления, замеренного на забое при остановке только одной и всех скважин кустов на Ямбургском месторождении

№ скважины	Остановлена 1 скважина куста	Остановлены все скважины куста	$\Delta P_{пл}$, атм.
	$P_{пл}$, атм.	$P_{пл}$, атм.	
1041	61,4	62,2	1,8
1042	60,5	62,2	1,7
1043	61,3	62,2	0,9
1044	60,7	62,0	1,3
1045	61,1	62,0	0,9
1046	59,7	62,0	2,3
1047	60,2	62,0	1,8
1048	60,6	62,0	1,4
6021	59,2	60,2	1,0
6023	59,5	60,5	1,0
6025	59,2	60,4	1,02

Технологии, используемые в условиях аномальности пластовых давлений

Месторождения нефти и газа, осложнённые условиями аномальности пластовых давлений, вносят свои особенности, которые необходимо учитывать при выборе технологической операции и техники для выполнения поставленной задачи во время добычи углеводородов.

На месторождениях Тюменской области использовалась технология равновесного вскрытия горизонта с применением газожидкостных смесей как наиболее эффективный метод вскрытия пласта при заканчивании, сохраняя ФЕС продуктивных горизонтов в условиях аномальных пластовых давлений.

Для разработки Южно-Тамбейского газового месторождения с учётом геологических и опытно-промысловых данных были выделены участки с АВПД. Технология наклонно-направленного бурения позволяет создать горизонтальную конструкцию глубокой скважины, оптимальную для добычи природного газа в отложениях с АВПД.

На Уренгойском нефтегазоконденсатном месторождении, благодаря зонам аномально высоких пластовых давлений, образованных вторичным поровым коллектором, поддерживается замкнуто-упругий режим работы залежи. Для этого используется методика отбора флюида из высокопроницаемой системы полным компенсированием поступления флюида из низкопроницаемой системы – компенсированный отбор. Таким образом, данная методика является эффективной для оптимального режима работы скважин в аномальных пластовых условиях.

Ряд технологических решений в условиях АНПД используются на Ямбургском газоконденсатном месторождении. Из-за завершающей стадии разработки (высокая обводнённость и падение пластового давления до аномально низких) практически все скважины имеют на забое смесь конденсатной воды и газового конденсата, чуть реже с примесью пластовой воды. В результате повышения столба жидкости на забое происходит «самозадавливание» скважины, т.е. прекращение добычи газа. Повышения надёжности глушения пакеруемых скважин добиваются с помощью технологии закачивания в трубное пространство по колонне НКТ блокирующей композиции, которая продавливается на забой жидкостью глушения или в ПЗП. Также технологии глушения разработаны для скважин без пакера для сокращения степени загрязнения ПЗП. Помимо этого, на газоконденсатном месторождении присутствуют скважины с несколькими вскрытыми продуктивными пластами или с большой толщиной. С этой целью созданы технологии глушения пакеруемых скважин и без пакеров с помощью колтюбинговой техники. Данные технологии основаны на закачивании технологических жидкостей через безмуфтовую длинномерную трубу в трубное и затрубное пространство скважины.

После ГРП в скважинах простаивающего фонда зачастую происходит приток газа сразу после процедуры, из-за чего проводят повторное глушение, а это влечёт за собой загрязнение ПЗП. Одной из ключевых технологий, которая позволяет устранить вероятность повторного загрязнения ПЗП – это подготовительно-заключительные работы при ГРП с низкими ФЕС в условиях АНПД. Данная технология есть в двух вариациях – с использованием противовыбросового оборудования и протектора (рисунок 6).

Почти все вышеперечисленные технологии, использованные в Ямбургском месторождении, позволяют сократить продолжительность работ и использовать их в условиях аномально низких пластовых давлений.

Ещё одна технология, используемая для очистки газовых скважин от глинисто-песчаных пробок в зонах АНПД – промывка двух- и трёхфазными пенами. Благодаря пенным системам происходит блокировка продуктивного пласта, что улучшает процесс удаления глинисто-песчаных пробок, применяя традиционные установки. Также для качественного цементирования скважины с давлением ниже гидростатического внедряют азрированную буферную жидкость и азрированный тампонажный раствор, а при АВПД нужен тампонажный раствор с высоким предельным динамическим напряжением сдвига для мощных газовых объектов. Здесь важно отметить такую обязательную составную часть технологического процесса заканчивания скважины, как создание противодействия для уменьшения вероятности проявления аварийной ситуации.

Метод Хорнера

Определение пластового давления – это одна из главных задач при прогнозировании и дальнейшей разработке месторождений углеводородов. Основа прогноза давления пласта заключается в пропорциональном изменении давления с увеличением глубины скважины, а сам коэффициент пропорциональности и есть коэффициент аномальности пластовых давлений.

Одним из способов обработки геологических данных, благодаря которому определяют давление пласта, является метод Хорнера. Он учитывает продолжительность работы скважины до остановки на исследование. При этом параметры пласта (гидропроводность и приведённую пьезопроводность) определяют с помощью обработки кривой восстановления давления по схеме бесконечного пласта путём перестройки

КВД в координаты $p^2(t) - \log\left(\frac{T+t}{t}\right)$. Несмотря на то, что данный метод не может опре-

делить параметр приведённой пьезопроводности, он позволяет определить пластовое давление в условиях соизмерения периода работы скважины до её остановки и времени наблюдения после остановки:

$$P = \ln(T + t),$$

где T – усреднённая продолжительность работы скважины до остановки;
 t – время с начала остановки.

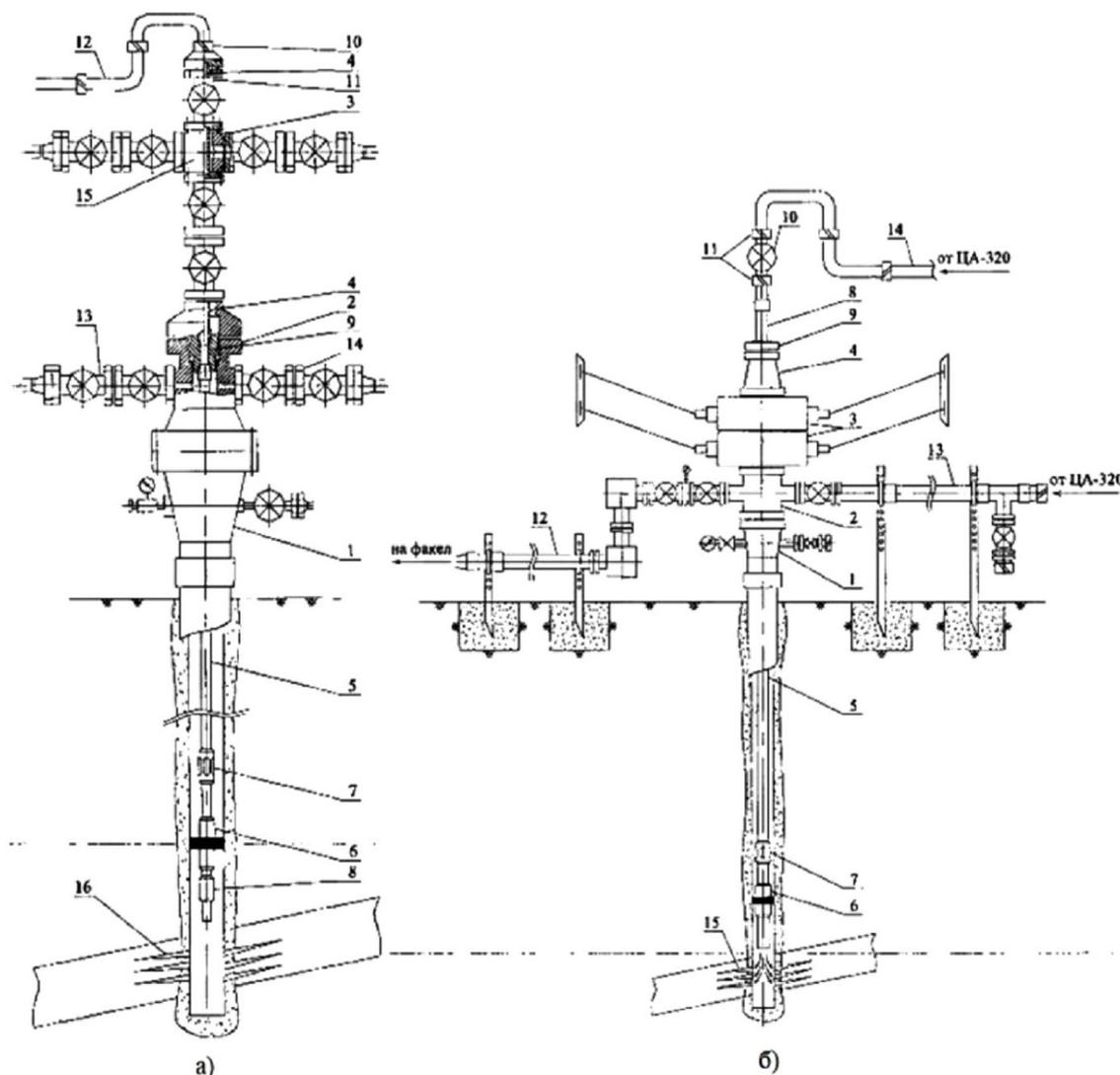


Рисунок 6 – Технологическая схема ГРП с использованием

а) протектора, б) противовыбросового оборудования:

- а) 1 – колонная головка; 2 – трубная головка; 3 – фонтанная ёлка; 4 – протектор; 5 – колонна НКТ; 6 – пакер; 7 – циркуляционный клапан; 8 – посадочный nipple; 9 – подвеска НКТ; 10 – БРС; 11 – задвижка высокого давления; 12 – линия нагнетания; 13 – факельная линия; 14 – линия контроля; 15 – крестовина фонтанной ёлки; 16 – трещины разрыва
- б) 1 – колонная головка; 2 – трубная головка; 3 – ПВО; 4 – надпревенторная катушка; 5 – колонна НКТ; 6 – пакер; 7 – циркуляционный клапан; 8 – подвесной патрубок; 9 – подвесной фланец; 10 – задвижка; 11 – БРС; 12 – факельная линия; 13 – линия контроля; 14 – линия нагнетания; 15 – трещины разрыва

Данная формула на основе метода Хорнера позволяет не только получать значения давления пласта, но и определить участки с нормальным пластовым давлением и аномальным. Для проверки точности метода на основе приведённой выше формулы произведём анализ погрешности определения пластового давления на Уренгойском месторождении (табл. 6).

Согласно полученным результатам, метод Хорнера уместно использовать для расчёта пластового давления, так как полученные значения входят в область допустимой погрешности. Изучив карту пластовых давлений Уренгойского НГКМ, составленную согласно таблицы 6, можно отметить области с аномально высокими пластовыми давлениями и зоны нормальных (гидростатических) давлений. На рисунке 7 представлена текущая карта приведённых давлений в апт-сеноманском водоносном комплексе Уренгойского месторождения. Начальный ГВК находился на отметке ≈ 1200 м, за всё время разработки месторождения он продвинулся относительно начального положения по разным зонам на 27–84 м.

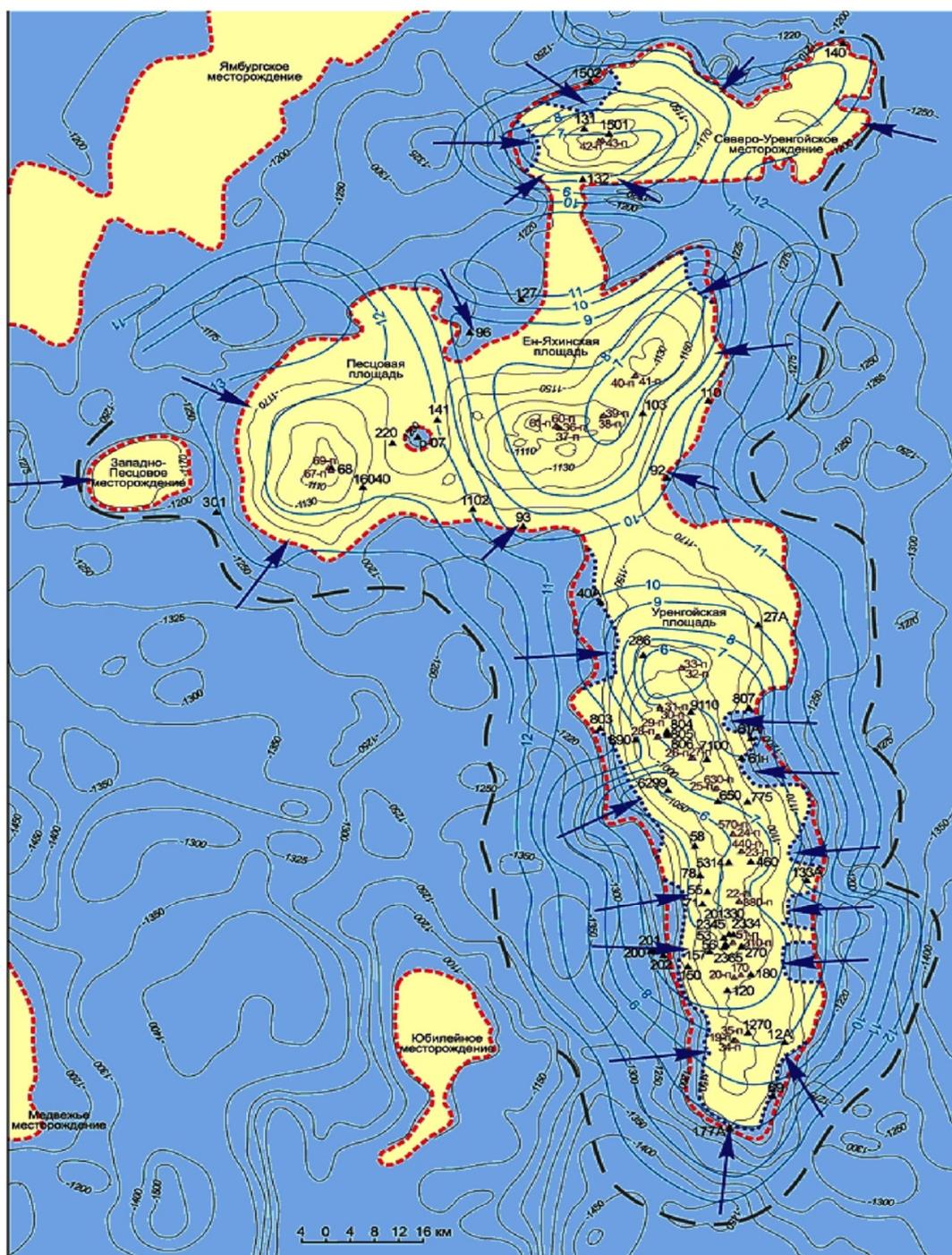


Рисунок 7 – Текущая карта приведённых давлений в апт-сеноманском водоносном комплексе Уренгойского месторождения

Метод Хорнера имеет связь с коэффициентом аномальности пластового давления, благодаря которому прогнозируются области АВПД и АНПД, где учитываются особенности разработки данных залежей.

Таблица 6 – Погрешность определения пластового давления методом Хорнера

Пластовое давление в депрессионной зоне, МПа	Давление насыщения, МПа	Пластовое давление в зоне АВПД, МПа		Отклонение значений пластового давления, определённого по методу Хорнера от принятого, %
		замерное	определённое по методу Хорнера	
20,6	21,3	60,4	61,8	1,74
20,6	22,6	60,8	62,4	0,83
23,3	23,2	61	62,3	0,94
28,6	24,7	61,5	62,3	0,94
29,2	25,9	61,9	62,9	0

Эффективность проведения технологических операций при разработке месторождений с учётом коэффициента аномальности пластовых давлений

Месторождения, которые уже находятся на поздней стадии разработки и имеющие трудноизвлекаемые запасы углеводородов, зачастую сталкиваются с наличием в глубоких пластах аномально высоких давлений, приводящих к аварийным ситуациям при их разбуривании, а в истощающемся эксплуатационном фонде из-за динамического роста падения пластового давления до аномально низких показаний появляются осложнения, снижающие добычу нефти и газа. Комплексное изучение условий формирования аномальных пластовых давлений, прогнозирование и анализ технологических мероприятий по бурению, заканчиванию скважин, проведению ГРП, созданию системы ППД, размещению сетки добывающих и нагнетательных скважин и по выводу скважин из бездействующего фонда позволяет эффективно увеличить добычу и срок работы месторождения в аномальных пластовых условиях.

При этом различие методов связано с особенностью образования АВПД или АНПД в залежах. Если АВПД образуется преимущественно естественными способами (уплотнение осадков, гидрогеологические, тектонические и т.д.), то АНПД помимо геологических причин появления (растяжение или сжатие отдельных участков земной коры, низкие уровни подмерзлотных вод, которые связаны с деградацией мёрзлой толщи при её оттаивании внизу в течение многих лет) имеют и искусственные причины образования при добыче углеводородов: истощение залежей, обводнённость добываемой продукции и т.д., тем самым увеличивая рост падения давления. А от геологических факторов образования аномальных зон пластовых давлений зависят ФЕС, которые определяются с помощью методов сейсмических исследований, на основании данных ГИС и опытно-промышленных работ.

Используя метод Хорнера, вычисляют пластовое давление и, зная условное гидростатическое давление, производят расчёт коэффициента аномальности. Сравнивая полученные результаты, составляют карту с выделенными зонами нормальных давлений и аномальных. Благодаря созданным картам, производится план разбуривания сетки скважин или изменение уже имеющегося фонда, обновляя вид сетки и системы ППД. Преимущественно в аномальных пластовых условиях, особенно в обводнённых толщах, уплотнение сетки скважин (бурение новых скважин и перевод добывающих в нагнетательные и наоборот) является оптимальным методом повышения продуктивности добычи углеводородов.

Работа над строительством скважин требует учёта технологических особенностей каждого метода, который используется на последнем этапе заканчивания скважины. Для сохранения ФЕС и уменьшения вероятности ГНВП при АНПД и АВПД применяют бурение на равновесном вскрытии горизонта. Горизонтальная конструкция скважины для осложнённых коллекторов, которые находятся на большой глубине, наиболее оптимальна для разработки залежи, так как в этом случае риски возникновения проблем и аварий при строительстве и эксплуатации скважин минимальны, а для таких типов скважин при коэффициенте аномальности более 1,3 или менее 1 подходит метод МГРП с технологией перераспределения направления распространения трещин ГРП для получения успешных проектных значений дебитов после проведения данного мероприятия. Для улучшенной очистки заколонного пространства хвостовика, чтобы тот доходил до забоя скважины, используют технологию спуска и цементирования верхней части хвостовика. Аэрированный тампонажный раствор даёт качественное

цементирование скважины с АНПД, при АВПД – тампонажный раствор с высоким предельным динамическим напряжением сдвига. При бурении в аномальных условиях применяют следующие промывочные агенты: для АВПД – утяжелённую промывочную жидкость, которая основывается на углеводороде; АНПД – газожидкостные смеси.

Газоконденсатные месторождения в зависимости от особенностей пласта разрабатываются с учётом тех или иных технологий, которые можно использовать в таких условиях. В случае наличия АВПД режим работы залежи поддерживается методом компенсированного отбора, чтобы продлить процесс отбора газа и газового конденсата за счёт оставшейся естественной энергии пласта. Для пластов с АНПД, которым присуща высокая обводнённость, зачастую нужно проводить глушение скважины для дальнейшего его ремонта. Для этого рекомендуют блокирующую композицию, которая с помощью закачки жидкости глушения через безмуфтовую длинномерную трубу продавливается к забою скважин, а при глинисто-песчаных пробках – производят промывку скважины двух- и трёхфазными пенами.

В итоге, объединив в совокупность все вышеперечисленные технологии, можно составить комплексный подход к разработке месторождений в аномальных пластовых условиях (рис. 8). Благодаря этому подходу достигается максимальный период добычи углеводородов и объём извлечённых запасов в осложнённых геологических условиях, вызванных наличием аномальных пластовых давлений, путём вовлечения в разработку ранее незатронутых глубоких продуктивных участков залежей нефтегазовых месторождений.

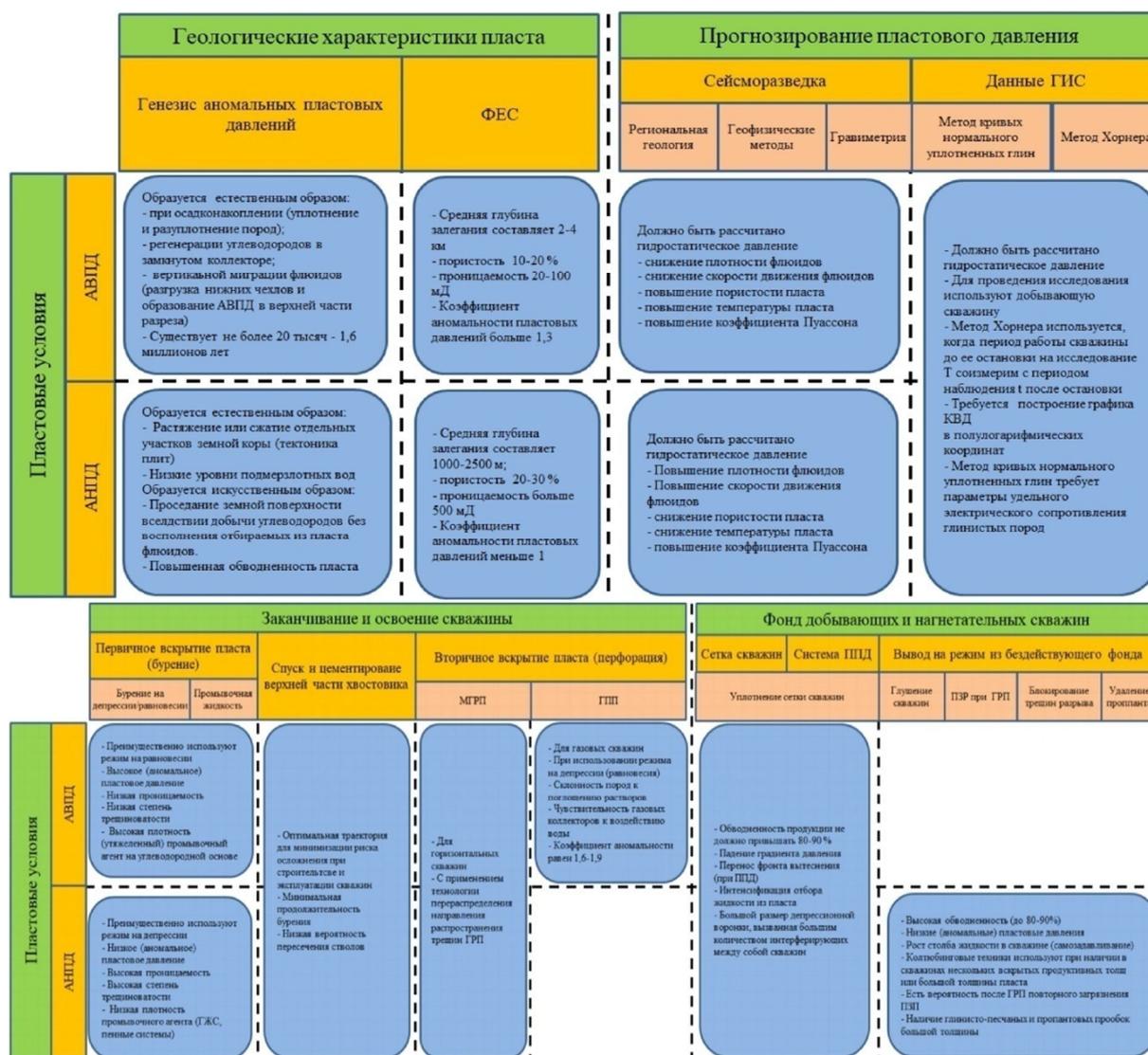


Рисунок 8 – Комплексный подхода к разработке месторождений в аномальных пластовых условиях

Литература

1. Белонин М.Д., Славин В.И., Чилингар Г.В. Аномально высокие пластовые давления. Происхождение, прогноз, проблемы освоения залежей углеводородов. – СПб. : Недра, 2005. – 323 с.
2. Геоинформатика нефтегазовых скважин: учебное пособие / В.В. Попов [и др.]. – Новочеркасск : Издательство «Лик», 2018. – 292 с.
3. Савенок О.В., Качмар Ю.Д., Яремийчук Р.С. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин. – Вологда : ООО «Инфра-Инженерия», 2019. – 548 с.
4. Совершенствование технологии цементирования газовых скважин с АВПД на Прибрежной группе месторождений филиала «Кубаньбургаз» / М.О. Ашрафьян [и др.] // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2009. – № 1. – С. 43–48.
5. Первичное вскрытие бурением аномально-гидропроводных трещинных коллекторов с АВПД флюидной системы / А.Г. Вахромеев [и др.] // Булатовские чтения. – 2019. – Т. 3. – С. 44–47.
6. Оценка аномального пластового давления в нефтематеринских хадумских отложениях по данным ГИС / А.А. Гальперина [и др.] // Геофизика. – 2016. – № 6. – С. 45–52.
7. Жарикова Н.Х., Горпинченко А.Н. Анализ природы и механизма возникновения аномально высоких пластовых давлений и закономерности распространения толщ с АВПД на примере Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2022. – № 2. – С. 87–103.
8. Ибрагимов И.Т., Агаев О.И. Выполнение гидропескоструйной перфорации на газодобывающих скважинах с аномально высоким пластовым давлением // Молодой учёный. – 2021. – № 6 (348). – С. 126–129.
9. Иванников В.И. Природа аномальных пластовых давлений в коллекторах нефти и газа и её значение для поиска УВ-скоплений // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2010. – № 3. – С. 36–39.
10. Калинин А.Е. Закономерность формирования аномально высоких пластовых давлений // Вестник Оренбургского государственного университета. – 2011. – № 16 (135). – С. 46–51.
11. Климов В.В., Савенок О.В., Кузьмин А.В. Новые технические средства, технологии и методология геолого-геофизического контроля технического состояния крепи газовых и газоконденсатных скважин, в том числе скважин с аномально высокими пластовыми давлениями и температурами // Нефть. Газ. Новации. – 2013. – № 3 (170). – С. 33–37.
12. Корнев А.И. Влияние коэффициента аномальности пластовых давлений на разработку месторождений: бакалаврская работа / Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Инженерная школа природных ресурсов, Отделение нефтегазового дела; науч. рук. Ю.А. Максимова. – Томск, 2021. – 98 с.
13. Оценка факторов, влияющих на начальные термобарические условия Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения / Г.П. Косачук [и др.] // Вести газовой науки. – 2016. – № 2 (26). – С. 19–27.
14. Мардашов Д.В. Разработка блокирующих составов с кольматантом для глушения нефтяных скважин в условиях аномально низкого пластового давления и карбонатных пород-коллекторов // Записки Горного института. – 2021. – Т. 251. – № 5. – С. 667–677.
15. Николаев Н.И., Леушева Е.Л. Тампонажные составы пониженной плотности для цементирования скважин в условиях аномально низких пластовых давлений // Записки Горного института. – 2019. – Т. 236. – С. 194–200.
16. Орехов А.Н., Аmani Мангуа Марк Марсьяль. Изучение зон аномального пластового давления с помощью анализа атрибутов сейсмических полей на примере месторождений Западной Сибири // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2020. – Т. 331. – № 5. – С. 46–56.
17. Савенок О.В., Горпинченко А.Н. Анализ влияния коэффициента аномально высокого пластового давления на разработку нефтегазовых месторождений // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2022. – № 2. – С. 141–154.
18. Свинцицкий С.Б. Природа зон АВПД в глубокопогруженных отложениях нефтегазоносных бассейнов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2007. – № 4. – С. 58–64.
19. Свинцицкий С.Б. О практическом использовании коэффициента аномальности пластового давления // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2011. – № 10. – С. 37–40.
20. Интенсификация притока газа на Астраханском газоконденсатном месторождении / А.А. Сухин [и др.] // Булатовские чтения. – 2021. – Т. 1. – С. 243–252.

21. Фенин Г.И. Аномальные пластовые давления в зонах углеводородонакопления нефтегазовых бассейнов // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2010. – Т. 5. – № 4. – С. 8. – URL : https://www.ngtp.ru/rub/4/46_2010.pdf
22. Яковлев А.А., Турицына М.В. Обоснование способа и выбор промывочного агента для первичного вскрытия пластов с аномально низким давлением // Записки Горного института. – 2013. – Т. 206. – С. 116–119.

References

1. Belonin M.D., Slavin V.I., Chilingar G.V. Abnormally high formation pressures. Origin, forecast, problems of development of hydrocarbon deposits. – SPb. : Nedra, 2005. – 323 p.
2. Geoinformatics of oil and gas wells: textbook / V.V. Popov [et al.]. – Novocherkassk : Lik Publishing House, 2018. – 292 p.
3. Savenok O.V., Kachmar Yu.D., Yaremiychuk R.S. Oil and gas engineering in the development of wells. – Vologda : Infra-Engineering LLC, 2019. – 548 p.
4. Improving the technology of cementing gas wells with AHFP at the Coastal group of fields of the branch «Kubanburgaz» / M.O. Ashrafyan [et al.] // Construction of oil and gas wells on land and at sea. – 2009. – № 1. – P. 43–48.
5. Primary opening by drilling of anomalous hydraulically conductive fractured reservoirs with high pressure fluid system / A.G. Vakhromeev [et al.] // Bulatov readings. – 2019. – Vol. 3. – P. 44–47.
6. Estimation of anomalous reservoir pressure in oil source Khadum deposits according to logging data / A.A. Galperin [et al.] // Geophysics. – 2016. – № 6. – P. 45–52.
7. Zharikova N.Kh., Gorpinchenko A.N. Analysis of the nature and mechanism of the occurrence of abnormally high reservoir pressures and patterns of distribution of strata with AHFP on the example of the West Siberian oil and gas province // Nauka. Technique. Technologies (polytechnic bulletin). – 2022. – № 2. – P. 87–103.
8. Ibragimov I.T., Agaev O.I. Performance of hydrosandblast perforation at gas producing wells with abnormally high reservoir pressure // Young scientist. – 2021. – № 6 (348). – P. 126–129.
9. Ivannikov V.I. The nature of anomalous reservoir pressures in oil and gas reservoirs and its significance for the search for hydrocarbon accumulations // Geology, geophysics and development of oil and gas fields. – 2010. – № 3. – P. 36–39.
10. Kalinin A.E. Pattern of formation of abnormally high formation pressures // Bulletin of the Orenburg State University. – 2011. – № 16 (135). – P. 46–51.
11. Klimov V.V., Savenok O.V., Kuzmin A.V. New technical means, technologies and methodology of geological and geophysical monitoring of the technical condition of the lining of gas and gas condensate wells, including wells with abnormally high reservoir pressures and temperatures // Oil. Gas. Innovations. – 2013. – № 3 (170). – P. 33–37.
12. Kornev A.I. Influence of reservoir pressure anomaly coefficient on field development: Bachelor's thesis / National Research Tomsk Polytechnic University, School of Natural Resources Engineering, Department of Oil and Gas Business; scientific hands Yu.A. Maksimov. – Tomsk, 2021. – 98 p.
13. Evaluation of factors influencing the initial thermobaric conditions of the Chayandinskoye oil and gas condensate field / G.P. Kosachuk [et al.] // Vesti gazovoy nauki. – 2016. – № 2 (26). – P. 19–27.
14. Mardashov D.V. Development of blocking compositions with a bridging agent for killing oil wells under conditions of abnormally low reservoir pressure and carbonate reservoir rocks // Zapiski Gornogo instituta. – 2021. – Vol. 251. – № 5. – P. 667–677.
15. Nikolaev N.I., Leusheva E.L. Low-density grouting compounds for well cementing under conditions of abnormally low formation pressures // Zapiski Gornogo instituta. – 2019. – Vol. 236. – P. 194–200.
16. Orekhov A.N., Amani Mangua Mark Martial. Engineering of georesources. – 2020. – Vol. 331. – № 5. – P. 46–56.
17. Savenok O.V., Gorpinchenko A.N. Analysis of the influence of the coefficient of abnormally high formation pressure on the development of oil and gas fields // Nauka. Technique. Technologies (polytechnic bulletin). – 2022. – № 2. – P. 141–154.
18. Svitsitsky S.B. The nature of AHRP zones in deep deposits of oil and gas bearing basins // Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields. – 2007. – № 4. – P. 58–64.
19. Svitsitsky S.B. On the practical use of the formation pressure anomaly coefficient // Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields. – 2011. – № 10. – P. 37–40.
20. Intensification of gas inflow at the Astrakhan gas condensate field / A.A. Sukhin [et al.] // Bulatov readings. – 2021. – Vol. 1. – P. 243–252.
21. Fenin G.I. Anomalous reservoir pressures in hydrocarbon accumulation zones of oil and gas basins // Neftegazovaya geologiya. Theory and practice. – 2010. – Vol. 5. – № 4. – P. 8. – URL : https://www.ngtp.ru/rub/4/46_2010.pdf
22. Yakovlev A.A., Turitsyna M.V. Substantiation of the method and the choice of a flushing agent for the initial opening of reservoirs with abnormally low pressure // Zapiski Gornogo instituta. – 2013. – Vol. 206. – P. 116–119.