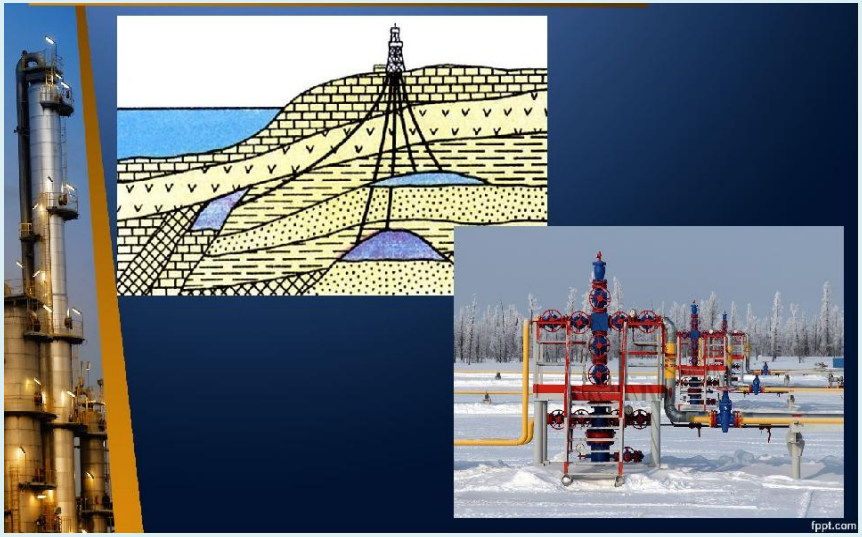
Роль этапа заканчивания скважин в разработке месторождения

Дисциплина «Заканчивание скважин» посвящена вопросам теории и практики основных технологических процессов, связанных с креплением скважин, вскрытием, опробованием, освоением и испытанием нефтегазовых залежей, обеспечивающих высококачественное завершение строительство нефтяных и газовых скважин, а также проведение капитального ремонта скважин в связи с возможными осложнениями при заканчивании и эксплуатации скважин с учётом реальных условий.



Научно-техническая литература широко и разносторонне охватывает все аспекты строительства, ремонта и освоения скважины, освещая проблемы как с позиции бурового подрядчика (исполнителя работ), так и с позиции добывающего предприятия, эксплуатирующего скважину. Естественно, в этих позициях имеется некоторое различие акцентов (буровой подрядчик в большей степени заинтересован в минимизации затрат времени и средств на строительство скважины, а для нефтегазодобывающей компании важнее повысить экономическую эффективность разработки месторождения, обеспечивая высокие и устойчивые эксплуатационные качества объекта). Интересы заказчика определены соответствующим качеством скважины, оптимальные показатели которого зависят от назначения скважины, горно-геологических условий, технологических возможностей и уровня финансовых вложений.

Качества скважины, представляющие совокупность свойств (функциональность, технологичность, экологическую и техническую надежность, долговечность, ресурсоемкость, экономичность), определяют для конкретных условий уровень требований и ограничений к техническому состоянию скважины и её призабойной зоне. В этой связи очень важно для бурового подрядчика добиться при строительстве скважины высокого качества объекта и подтвердить эти качества достоверными критериями и показателями, т.к. при не соответствии эксплуатационных характеристик скважины проектным значениям буровой подрядчик несёт дополнительные затраты на их исправление.

Высокое качество скважины обеспечивается современными технологиями, соответствующими техническими средствами и квалифицированными кадрами, владеющими необходимыми знаниями и навыками.

В комплекс работ по заканчиванию скважин входят следующие.

1. Разработка и внедрение мероприятий, предупреждающих ухудшение коллекторских свойств продуктивных пластов, встречающихся при проводке скважин: применение промывочных жидкостей и тампонажных растворов с минимальной фильтрацией, а также растворов, позволяющих вскрывать продуктивные горизонты при более низких перепадах давления.

2. Разработка рациональной конструкции низа эксплуатационных колонн.

3. Разработка способов вхождения в продуктивный пласт.

4. Выбор конструкции скважины, обсадных труб, технологии их спуска в скважину, способов подвески и обвязки обсадных колонн у устья, обеспечивающих их герметичность.

5. Выбор тампонажного материала, применяемого для разобщения водо-газо-нефтеносных пластов, способа и технологии цементирования скважин, обеспечивающих герметичность затрубного пространства как на контактах «цементный камень - стенка скважины», «цементный камень - обсадная труба», так и обеспечение герметичности самого цементного камня.

6. Проведение работ по созданию каналов сообщения между продуктивным пластом и обсадной колонной, обеспечивающих длительные сроки эксплуатации скважины.

7. Разработка способов освоения скважины при минимальных сроках освоения и получения оптимального дебита скважины, т.е.

8. Проведение контрольных замеров при спуске колонн, цементировании, заключительных работах и освоении скважины.

9. Работы по технике безопасности и охране труда, организации производства, а также мероприятия по снижению затрат на крепление и освоение скважины.

10. Работы по капитальному ремонту скважины в случае негерметичности обсадных колонн, ликвидации межпластовых перетоков и прорыва верхних или нижних пластовых вод.

11. Работы по опробованию продуктивных горизонтов в процессе проводки скважин.

Проблема заканчивания скважин занимает центральное место в проводке скважин, так как от вскрытия пластов и их разобщения зависит жизнь скважины и дальнейшая разработка нефтяных и газовых месторождений.

Задачей курса «Заканчивание скважин» является изучение вышеназванных процессов для получения оптимального устойчивого во времени дебита скважины и обеспечения длительного срока ее эксплуатации.

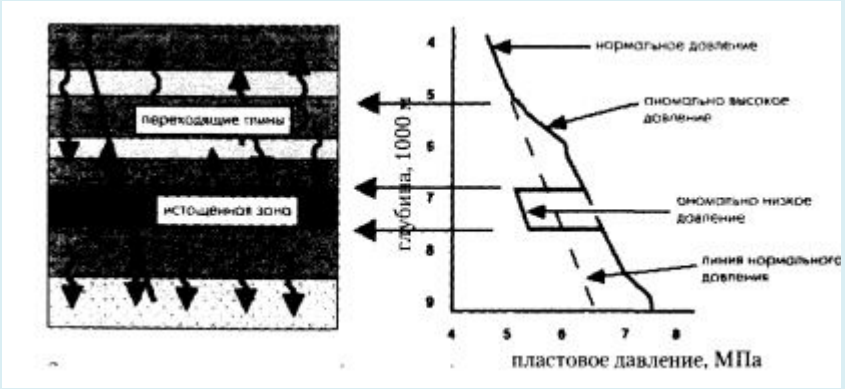
Термобарическая характеристика пластов в разрезе скважин

Горное давление

$$p_г = \rho_п \cdot g \cdot H \ , [\text{МПа}],$$

где $\rho_п$ – средняя плотность вышележащих горных пород; g – ускорение свободного падения; H – глубина залегания пласта.

Пластовое давление



Индекс давления поглощения

$$k_п = \frac{p_г}{\rho_в g \cdot z_{пл}}.$$

Градиент пластового давления

$$\text{grad}\, p_{п.л} = \frac{p_{п.л}}{H}, \text{МПа/м}.$$

Распределение давления вокруг скважины

$$p(r) = p_c + (p_{пл} - p_c) \cdot \frac{\ln \frac{r}{r_c}}{\ln \frac{R}{r_c}}$$

Распределение давления по длине ствола скважины

1

$$p_z \approx p_{пл} - \rho_ф g (z_{пл} - z),$$

где $\rho_ф$ – средняя плотность пластовой нефти, кг/м^3; $z_{пл}$ – глубина залегания пласта, м.

2

$$p_z \approx p_y + (p_{заб} - p_y) z / z_y$$

3

$$p_z \approx p_{пл} \exp\left[\frac{0{,}034 \rho_{ог} (z - z_{пл})}{\beta_c T_c}\right],$$

где $\rho_{ог}$ – относительная плотность газа по воздуху

$$\rho_{ог} = \sum_{i=1}^{n} \rho_{ог} \cdot x_j,$$

Тепловые свойства горных пород

$$c = \frac{dQ}{M\ dt}.$$

Тепловые свойства некоторых горных пород и пластовых флюидов

Горная порода	c, кДж/(кг·К)	λ, Вт/(м·К)	$\chi \cdot 10^3$, м^2/с	$\beta_t \cdot 10^5$, 1/К
глина	0,755	0,99	0,97	–
глинистые сланцы	0,772	154-218	0,97	0,9
доломит	0,93	1,1-4,98	0,86	–
известняк	1,1	2,18	0,91	0,5–0,89
кварц	0,692	2,49	1,36	1,36
песок	0,8	0,347	0,2	0,5
Пластовые флюиды	c, кДж/(кг·К)	λ, Вт/(м·К)	$\chi \cdot 10^3$, м^2/с	$\beta_t \cdot 10^5$, 1/К
нефть	2,1	0,139	0,069–0,086	–
вода	4,15	0,582	0,14	–

Содержание курса

1. Роль этапа заканчивания скважин в разработке месторождения. Понятие о призабойной зоне скважины (ПЗП и ПЗС). Горно-геологические признаки продуктивного пласта.

2. Конструкция забоя скважин. Гидродинамическая связь скважина-пласт важнейший показатель эксплуатационных качеств ПЗС. Скин-фактор S . Степень перекрытия продуктивной толщи зацементированной обсадной колонной. Состав забойного оборудования. Несущая и фильтрующая способность материала, заполняющего приствольные участки забоя. Скважинные фильтры для борьбы с пескопроявлением. Достоинства и недостатки различных типов фильтров. Обработка слабосцементированных песчаников твердеющими составами. Порядок выбора конструкции забоя скважины

3.Процессы в ПЗП. Причины загрязнения ПЗП. Процессы, влияющие на эффективную вязкость подвижных фаз и фильтрационные сопротивления в ПЗП. Глубина и интенсивность проникновения фильтратов в ПЗП.

4.Первичное вскрытие продуктивных пластов. Стратегии заканчивания скважин. Репрессионная стратегия вскрытия пласта бурением. Области применения различных типов жидкостей для заканчивания. Последовательность выбора буровых растворов для вскрытия пластов. Оптимизация состава дисперсионной среды буровых растворов. Кольматирующие и коркообразующие свойства кольматантов.

5.Депрессионное вскрытие продуктивных пластов. Проблемы, которые решаются бурением на депрессии. Противопоказания для применения бурения на депрессии. Оборудование при бурении на депрессии. Промывочные агенты и растворы, используемые при бурении на депрессии. Требования к параметрам систем очистки сжимаемыми флюидами. . Буровые растворы облегчённые микросферическими добавками. Выносная способность пены. Диаграмма качества пены. Депрессионное вскрытие на гибких НКТ. Бурение на режиме местной циркуляции.

6.Опробование, испытание и исследование пластов. Испытание пластов трубным пластоиспытателем. Основные этапы опробования. Последовательность работы узлов ИПТ. Технологическая схема опробования.

7. Освоение скважин. Восстановление гидродинамической связи пласт-скважина. Фильтрующая поверхность забоя в зависимости от типа конструкции забоя. Вторичное вскрытие. Геолого-технические условия вторичного вскрытия продуктивных пластов в обсаженных скважинах. Факторы, влияющие на эффективность перфорации. Гидромеханический щелевой перфоратор. Сверлящие перфораторы – сохраняющие продуктивный пласт технологии вторичного вскрытия пластов. Химические методы вторичного вскрытия. Техника безопасности при проведении взрывных перфорационных работ.

8.Обработка призабойной зоны скважины при вызове притока. Основные цели обработок призабойной зоны скважины. Механизмы воздействия при обработке ПЗП. Реагентная обработка скважин. Методы и ожидания от кислотной обработки. Метод термобарообработок. Интенсификация притоков методом переменных давлений. Варианты вибровоздействия на ПЗП Акустическая обработка скважины. Технология акустической обработки скважин. Гидрофобизирующие составы.

9.Вызов притока Технологические причины, приводящие к снижения эффективности вызова притока. Взаимосвязь результатов освоения скважин и технологических воздействий на ПЗП при сооружении скважины. Способы вызова притока. Вызов притока с использованием газообразных агентов. Комплексы для свабирования скважин. Вызов притока с помощью струйного (эжекторного) насоса. Вызов притока с использованием гибких труб

10.Консервация и ликвидация скважин. Консервация скважин в процессе строительства. Консервация скважин, законченных строительством. Ликвидационное тампонирование, как одна из мер по охране недр.